

MINISTRY OF EDUCATION AND SCIENCE OF UKRAINE
NATIONAL TECHNICAL UNIVERSITY
"KHARKIV POLYTECHNICAL INSTITUTE"
EDUCATIONAL AND SCIENTIFIC INSTITUTE
CHEMICAL TECHNOLOGY AND ENGINEERING

V. BILETSKYI, M. FYK

FUNDAMENTAL OF NATURAL HYDROCARBONS TRANSPORT

Written under the general editorship of Professor I. FYK

Kharkiv, 2019

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»

НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ
ХІМІЧНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ТА ІНЖЕНЕРІЇ

В. С. БІЛЕЦЬКИЙ, М. І. ФИК

ОСНОВИ ТРАНСПОРТУ ПРИРОДНИХ ВУГЛЕВОДНІВ

За загальною редакцією д.т.н., професора І. М. Фика

Рекомендовано до видання
рішенням Вченої Ради факультету
«Технології органічних речовин» НТУ ХПІ
Протокол № 5 від 18 січня 2018 р.

**Навчальний посібник підготовлено
за фінансової та інформаційної підтримки
галузевого виробничого підприємства
ТОВ "СЕНСІ" (м. Суми, Україна)**

Харків, 2019 р.

УДК 389

Рецензенти:

Капцов І. І. – д.т.н., проф., Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова

Мірошніченко Д. В. – д.т.н., ст.н.с., Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»

Б61 Білецький В. С., Фик М. І. Основи транспорту природних вуглеводнів (посібник) / За ред. І. М. Фика. Харків: НТУ ХПІ, 2019. 274 с.

ISBN 978-617-7565-26-9

Посібник містить огляд основних видів транспорту вуглеводнів в Україні і світі. Описані технологічні та економічні аспекти трубопровідного, автомобільного, залізничного, морського та річкового транспорту нафти, газу та конденсату. Подані методологічні основи розрахунку трубопровідного транспорту вуглеводнів, зокрема, розрахунку магістральних та міжпромислових газопроводів. Описано принципи та обладнання *LNG* і *CNG* технологій «віртуального трубопроводу».

Посібник призначений для студентів спеціальності «Нафтогазова інженерія та технології».

УДК 389

ISBN 978-617-7565-26-9

ЗМІСТ

ПЕРЕДНЄ СЛОВО	10
----------------------------	-----------

Лекція 1.

Вступ до курсу «основи теорії транспорту»	11
--	-----------

*Мета і завдання курсу. З історії трубопровідного транспорту в світі і в Україні. Місце трубопровідного транспорту вуглеводнів, його розвиток та структура на сучасному етапі.
Найбільші магістральні трубопроводи транспортування вуглеводнів. Список країн за довжиною магістральних трубопроводів.
Особливості сучасного трубопровідного транспорту нафти, нафтопродуктів і природного газу.*

Лекція 2.

Огляд основних видів транспорту вуглеводнів	28
--	-----------

*Транспортування нафти і нафтопродуктів трубопроводами.
Транспортування природного газу трубопроводами.
Список країн за довжиною магістральних трубопроводів.
Підземні сховища природного газу. Залізничне транспортування нафти, нафтопродуктів та скрапленого газу. Водне транспортування нафти, нафтопродуктів і скрапленого газу. Автомобільне транспортування нафти, нафтопродуктів та скрапленого газу.
Нафтобазове господарство.*

Лекція 3.

Компаративістська і логістична задачі

в теорії транспорту	80
----------------------------------	-----------

*Компаративне порівняння видів транспорту нафти і газу.
Економіка різних видів транспорту. Логістична задача транспорту нафти і газу. Використання теорії графів у транспорті вуглеводнів.
Приклади розв'язання задач. Графи. Дерева графів.
Екстремальні задачі на графах.*

Лекція 4.**Основи розрахунку трубопровідного транспорту
рідких вуглеводнів. Фізичні властивості рідин109**

*Фізичні властивості рідин: густина, стисливість,
теплове розширення, пароутворення, розчинення газів, в'язкість.*

Поняття про ньютонівські і неньютонівські рідини.

*Реологічні залежності текучості в'язких рідин, режими течії рідин:
ньютонівський, в'язкопластичний (бінгамо-шведівський),
псевдопластичний, псевдопластичний з початковим напруженням зсуву,
дилатантний, дилатантний з початковим напруженням зсуву.*

Лекція 5.**Основи розрахунку трубопровідного транспорту.
Гідростатика.....121**

*Основні визначення. Гідростатичний тиск. Сила гідростатичного
тиску на плоскі стінки. Сила тиску рідини на дно посудини.*

Сила тиску рідини на плоску прямокутну стінку.

Сила гідростатичного тиску на криволінійну поверхню.

Лекція 6.**Основи розрахунку наливного транспорту.
Відносний спокій рідини.....129**

*Наливний транспорт. Аналіз випадків: 1. Рідина
заповнює посудину, що рухається у горизонтальному напрямку
із сталим прискоренням (наприклад, рухома цистерна);
2. Сила тиску рідини, що знаходиться у відносному спокої,
на криволінійну поверхню. 3. Рідина, яка заповнює посудину,
що обертається навколо своєї вертикальної осі.*

Параметри параболоїдів обертання.

Лекція 7.**Основи розрахунку трубопровідного транспорту.****Гідродинаміка..... 135**

Основні визначення. Рівняння нерозривності потоку. Ламінарний та турбулентний режим руху рідини. Число Рейнольдса. Рівняння Бернуллі. Вимірювання швидкості і витрати потоку рідини. Трубка Піто. Водомір Вентурі. Втрати напору при ламінарному і турбулентному русі рідини. Графіки Нікурадзе. Формули Пуазейля, Блазіуса, Шифринсона, Нікурадзе, Альтишуля, Шезі, Павловського.

Лекція 8.**Основи розрахунку трубопровідного транспорту.****Місцеві опори 143**

Поняття місцевого опору. Визначення коефіцієнтів місцевих опорів. Зміна перерізу потоку: раптове розширення та звуження трубопроводу, вхід у трубу з резервуара, поступове розширення трубопроводу (дифузор), поступове звуження трубопроводу (конфузор). Зварні стики трубопроводу. Зміна напрямку потоку: різкий поворот (коліно), плавний поворот трубопроводу. Втрати напору, пов'язані зі зміною перерізу та напрямку потоку: засувки, вентиля, клапани та ін. Розділення і поєднання потоків.

Лекція 9.**Основи розрахунку морського та річкового транспорту.****Закон Архімеда..... 155**

Плавання тіл. Закон Архімеда. Умови стійкості суден. Стійка, нестійка та індиферентна (байдужа) рівновага судна. Вісь плавання судна. Центр водотоннажності судна. Метацинтр судна. Метацинтрична висота. Метацинтричний радіус. Ексцентриситет судна. Остійність судна.

Лекція 10.**Основи розрахунку трубопровідного транспорту.****Витікання рідини з отворів та насадок160**

Витікання рідини з малих отворів у тонкій стінці.

Витікання рідини через великі отвори. Витікання рідини з отвору при змінному напорі. Тривалість часткового випорожнення круглої цистерни. Тривалість витікання при змінному напорі з одної посудини до іншої під мінливий рівень.

Тривалість часткового випорожнення круглої цистерни.

Витікання рідини через насадки. Приклади розрахунків.

Лекція 11.**Основи розрахунку трубопровідного транспорту.****Гідравлічний удар169**

Визначення гідравлічного удару. Прямий та непрямий гідравлічний удар. Основні розрахункові рівняння гідравлічного удару: підвищення тиску в трубопроводі, швидкість поширення ударної хвилі. Підвищення тиску при повільному закритті засувки. Вплив матеріалу труб на параметри гідравлічного удару. Приклади гідравлічних ударів. Методи боротьби з гідроударом. Розрахунок гідроудару.

Лекція 12.**Основи розрахунку трубопровідного транспорту.****Сифон174**

Сифон (1) як гідравлічний пристрій у вигляді зігнутої трубки з колінами різної довжини, якою переливають рідину з однієї посудини в іншу. Розрахунок максимальної висоти всмоктування.

Сифон (2) як пристрій, призначений для одностороннього відсікання газів від резервуара або трубопроводу.

Визначення. Принцип дії.

Лекція 13.**Основи розрахунку трубопровідного транспорту.****Гідрравлічний розрахунок трубопроводів 179**

Гідрравлічний розрахунок трубопроводу. Особливості довгих і коротких трубопроводів. Визначення сумарних втрат напору. Визначення витрат рідини. Визначення діаметра трубопроводу.

Лекція 14.**Транспорт газу і теоретичні основи****міжпромислового транспорту газу..... 183**

Основні складові газотранспортної системи.

Основні формули для розрахунку параметрів квазістаціонарних режимів роботи промислових газопроводів. Швидкісний режим роботи газопроводу.

Визначення продуктивності газопроводу. Визначення гідрравлічних опорів. Визначення перепаду тиску в промисловому газопроводі.

Температурний режим роботи газопроводу.

Лекція 15.**Трубопровідний транспорт нафт..... 196**

Склад системи магістрального нафтопроводу. Головний термінал.

Проміжні нафтоперекачувальні станції. Кінцевий термінал.

Лінійні споруди. Способи транспортування звичайних і високов'язких та високо застигаючих нафт: 1) гідротранспорт нафт;

2) перекачування з розчинниками; 3) перекачування термооброблених нафт; 4) перекачування нафт з присадками; 5) перекачування попередньо підігрітих нафт; 6) Інші способи.

Лекція 16.**Спільний транспорт рідких і газоподібних вуглеводнів 206**

Актуальність проблеми двофазного транспорту рідини і газу.

Структурні форми газорідного потоку. Карта структурних форм газорідного потоку. Характеристика промислового флюїдопроводу при різному газовмісті β флюїду. Визначення оптимального режиму перекачування газорідної суміші. Принципова технологічна схема перекачування газонасичених нафт.

Лекція 17.**Особливості технологій транспортування зрідженого та стисненого природного газу (технології LNG та CNG).....215**

Зріджений (скраплений) природний газ: основна характеристика. сучасний стан LNG-технології в світі. Скраплений газ в Україні. Перспективи зрідження газів. Особливості і область використання технологій LNG та CNG.

Лекція 18.**Особливості розрахунків магістральних та міжпромислових газопроводів.****Методика розрахунків229**

Технологічний розрахунок газопроводу. Визначення оптимальних параметрів магістрального газопроводу. Вибір типу газоперекачувальних агрегатів, визначення числа компресорних станцій і відстані між ними. Визначення відстані між компресорними станціями. Уточнений тепловий і гідравлічний розрахунок ділянки газопроводу між двома компресорними станціями. Розрахунок режиму роботи компресорної станції.

ДОДАТОК 1.....259**ДОДАТОК 2.....263****РЕКОМЕНДОВАНА ЛІТЕРАТУРА.....270**

ПЕРЕДНЄ СЛОВО

У посібнику «Основи теорії транспорту вуглеводнів», призначеному для студентів спеціальності «Нафтогазова інженерія та технології», подано огляд основних видів транспорту вуглеводнів, викладена компаративістська, логістична і техніко-технологічна задачі в теорії транспорту, дано основи розрахунку трубопровідного транспорту. Зокрема, описані фізичні властивості рідин, питання гідростатики та гідродинаміки, розрахунки втрат напору на місцевих опорах, витікання рідин з насадок, гідравлічний удар, протікання рідин у сифонах. Подано основи розрахунку морського та річкового транспорту, гідравлічний розрахунок трубопроводів.

Особлива увага зосереджена на питаннях транспорту газу і теоретичних основах міжпромислового транспорту газу, трубопровідного транспорту нафти, спільного транспорту рідких і газоподібних вуглеводнів. Описані область, особливості і перспективи використання сучасних технологій CNG та LNG.

Посібник містить ряд прикладів розрахунків окремих задач транспорту рідин, нафти і газу, розрахунків магістральних та міжпромислових газопроводів. Викладена методика розрахунків, зокрема, із застосуванням теорії графів.

При створенні посібника автори-укладачі використовували як вітчизняний, так і закордонний досвід, віддзеркалений, зокрема, списком рекомендованої літератури по курсу. Зокрема, залучено унікальні теоретичні та емпіричні напрацювання вітчизняної наукової школи трубопровідного транспорту, представленої, головним чином, Київською, Донецькою та Харківською групами. Зокрема, це праці Інституту гідромеханіки НАН України (М.О. Сілін, Ю.К. Вітошкін, В.М. Карасик, С.І. Криль), експериментальної станції гідротранспорту при Донецькому науково-дослідному вугільному інституті (Н.Ю. Офенгенден, Ю.Ф. Власов, В.І. Гоштовт, Ю.Г. Світлий, В.І. Нікітін, Н.Б. Трейнер, А.А. Цай), Донецького політехнічного інституту (В.Г. Гейер, В.І. Груба, Г.М. Тимошенко, В.В. Пак, В.С. Білецький), НВО „Гідротрубопровід” та його відділення в Україні (Ю.Ф. Власов, Ю.Г. Світлий), Інституту транспорту газу ДК «Укртрансгаз» (м. Харків, І.М. Фик).

Автори висловлюють подяку представникам цих наукових шкіл за їх цінні рекомендації та науковий доробок, що використані при підготовці посібника.

В. С. Білецький, М. І. Фик

Лекція 1

ВСТУП ДО КУРСУ «ОСНОВИ ТЕОРІЇ ТРАНСПОРТУ ВУГЛЕВОДНІВ»

Мета і завдання курсу. З історії трубопровідного транспорту в світі і в Україні. Місце трубопровідного транспорту вуглеводнів, його розвиток та структура на сучасному етапі. Найбільші магістральні трубопроводи транспортування вуглеводнів. Список країн за довжиною магістральних трубопроводів. Особливості сучасного трубопровідного транспорту нафти, нафтопродуктів і природного газу.

Метою вивчення дисципліни є отримання студентами:

- знань про основні технологічні процеси при зборі, транспорті й зберіганні вуглеводнів;
- знань про основні технічні рішення для транспорту нафти, газу та нафтопродуктів, що використовуються в нафтогазовій галузі;
- знань з основ теорії розрахунку і експлуатації магістральних та промислових трубопроводів;
- навичок розрахунків і техніко-економічного обґрунтування ефективності вибору схеми транспортування нафтопродуктів;

Завданнями курсу є вивчення:

- техніки і технології транспортування нафти, нафтопродуктів і природного газу та їх суміші;
- ускладнень при експлуатації розглянутих систем;
- методів розрахунку й експлуатації газонафтопроводів;
- об'єктів зберігання й розподілу нафти, газу й нафтопродуктів.

Основні види транспорту нафти, нафтопродуктів та газу

Для транспортування нафти й нафтопродуктів використовують трубопровідний, залізничний, водний і автомобільний транспорт. У деяких випадках нафтопродукти доставляються споживачам повітряним шляхом: літаками або гелікоптерами.

Трубопровідний транспорт нафти й нафтопродуктів та природного газу забезпечує їх транспортування у великих об'ємах на будь-які відстані. Загальна протяжність магістральних нафтопроводів

у нашій державі складає 4,5 тис. кілометрів, продуктопроводів – близько 4,3 тис. кілометрів, магістральних газопроводів 37 тис. км.¹

Залізничним транспортом сирі нафти перевозяться лише в цистернах, а нафтопродукти – в цистернах та дрібній тарі (в бочках тощо).

Водний транспорт залежно від використовуваних шляхів сполучення поділяється на морський і річковий. Сиру нафту перевозять у самохідних наливних судах (танкерах) та в несамохідних судах (баржах, ліхтерах).

Під час *автомобільних перевезень* нафтопродукти з великих нафтобаз доставляються на невеликі нафтобази й окремим споживачам. При цьому нафтопродукти перевозяться в автоцистернах, а також у дрібній тарі.

Транспортування газу здійснюється по *газопроводах*. Загальна протяжність газопроводів в Україні складає близько 37 тис. кілометрів.

Скраплені гази перевозяться в спеціальних балонах або в спеціальних залізничних і автомобільних цистернах (технологія LNG – Liquefied Natural Gas).

Стиснуті гази перевозяться в жорстких балонах (технологія CNG – Compressed Natural Gas).

З історії трубопровідного транспорту в світі

Людство використовує труби для транспорту рідин і газу вже тисячі років.

Так, 5000 років тому в давньоіндійському місті Мохенджо-Даро стоки з деяких будинків відводилися по глиняних трубах.

У Стародавньому Єгипті видобута з глибоких колодязів вода відводилася дерев'яними, мідними і свинцевими трубами.

У Кносському палаці на острові Крит за 2000 років до н. д. теракотові труби застосовувалися для водопостачання і відведення стічних вод.

У Стародавньому Римі свинцеві трубопроводи використовувалися для подачі питної води і постачання водою громадських лазень. Найбільший з них мав довжину 91 кілометр.

¹ оцінки ЦРУ США станом на 2013 рік; інколи вони розходяться з вітчизняними даними внаслідок різного розуміння дефініцій «магістральний трубопровід» і «промисловий трубопровід»

Давню історію має і трубопровідний транспорт природного газу. Ще в давнину «горюче повітря» – природний газ з вулканічних тріщин – збирали за допомогою очеретяних трубочок у шкіряні бурдюки й на в'ючних тваринах або морських судах перевозили в країни, населення яких сповідувало зороастризм – культ вогню.

За 200 років до н. д. у китайських провінціях Юнань, Шу-Гуань і Шансі природний газ бамбуковими трубами подавався від місць його виділення або видобутку до місць споживання, де його використовували для опалення, освітлення, приготування їжі та випарювання розсолу.

У VII столітті неподалік від селища Сурахани, поблизу Баку, де існували природні виходи газу на поверхню землі, був побудований храм вогнепоклонників. Газ підводився в храм по глиняних трубах.

У 1825 році неподалік Фредонії в США (Чотоква (округ, Нью-Йорк)) був побудований перший металевий трубопровід із свинцю для подачі газу споживачам.

У 1865 році в США фірмою «Стандарт ойл» був побудований перший у світі нафтопровід діаметром 50 мм і довжиною 6 км. Будівництво першого такого нафтопроводу було здійснено з метою знизити високі залізничні тарифи на перевезення нафти. Сама ж ідея транспортування рідин по трубах не була новою.

У 1891 р. збудований перший великий газопровід від промислів на півночі штату Індіана до Чикаго (США) діаметром 200 мм, довжиною 195 км. Але цей трубопровід відрізнявся перекачуванням агу при низькому тиску. Газопроводи високого тиску на великі відстані стали можливими після введення в 1911 р. оксиацетиленового зварювання, і особливо після того, як електродугове зварювання стало популярним у 1920-х рр.

В першій третині XX ст. трубопровідний транспорт газу активно розвивався в США. У 1928 – 1932 роках були побудовані великі магістральні газопроводи від родовища Панхендл у Чикаго та Детройт протяжністю 1570 і 1375 кілометрів відповідно. Потім став до ладу Теннессійський газопровід довжиною близько 2000 км, по якому газ із родовищ Техасу подавався в Західну Вірджинію.

На Кавказі перші газопроводи місцевого значення з'явилися в 1880 – 1890 роках у районі Баку.

У 1925 – 1936 роках у цьому ж районі було споруджено кілька газопроводів діаметром 300 – 400 мм невеликої довжини для транспортування попутного нафтового газу з довколишніх нафтових родовищ.

У 1946 році в СРСР запущено магістральний газопровід «Саратов – Москва» діаметром 325 мм, довжиною 843 км.

З історії нафтогазопровідного транспорту в Україні

У 1924 – 1929 роках на території України споруджено перші магістральні газопроводи: «Дашава – Стрий», «Дашава – Дрогобич», «Дашава – Львів».

Магістральний газопровід «Дашава – Стрий» діаметром 150 мм збудовано у 1924 році. Цей рік вважають роком заснування газової промисловості України, оскільки саме тоді було введено в експлуатацію Дашавське газове родовище.

У 1948 році збудовано газопровід «Дашава – Київ» діаметром труби 500 мм. Його загальна протяжність склала 509,6 км, пропускна здатність – 1,5 млн. м³ за добу.

Цей рік прийнято вважати роком заснування газотранспортної галузі України. На той час «Дашава – Київ» був найпотужнішим газопроводом у Європі з пропускною здатністю близько 2 млрд. м³ на рік. Він налічував 230 переходів через природні та штучні перепони (24 річки, 36 залізниць, 46 шосейних доріг, 139 боліт і балок). Трасу обслуговували 573 км повітряної лінії зв'язку з 57 селекторними пунктами. Було збудовано 49 будинків лінійних обхідників, створено аварійно-ремонтні пункти (АРП).

У 1951 році газопровід «Дашава – Київ» продовжено через Брянськ до Москви. Його довжина склала 1301 км. Максимальної пропускної здатності 5 млн. м³ газу на добу було досягнуто в 1959 році з пуском компресорних станцій у Тернополі, Красилові, Бердичеві й Боярці.

У період 1960 – 1980 років активно розвивається українська газотранспортна система (ГТС), у результаті чого вона стала основним каналом транспортування природного газу в Європу зі східних і північних регіонів його видобутку в колишньому СРСР.

Після введення в експлуатацію Шебелинського газового родовища в 1956 році збудовано газопроводи: «Шебелинка – Харків»; «Шебелинка – Дніпропетровськ – Кривий Ріг – Одеса – Кишинів»; «Шебелинка – Білгород – Брянськ»; «Шебелинка – Полтава – Київ»; «Шебелинка – Острогозьке»; «Шебелинка – Слов'янське – Луганськ» та ін.

У 1960 році побудовано газопровід «Дашава – Мінськ», який згодом продовжено до Вільнюса й Риги. Його загальна довжина сягнула 1198 км. Інші газопроводи: «Глібовка – Сімферополь – Джанкой – Херсон»; на Прикарпатті: «Угерське – Івано-Франківськ – Чернівці»; «Рудки – Дроздовичі – Польща»; «Рудки – Мінськ – Вільнюс – Рига»; «Дашава – Долина – Ужгород» з продовженням до Словаччини й Угорщини. Наприкінці 1960-х років побудовано газопровід «Єфремівка – Київ – Кам'янка Бузька» та «Диканька – Кривий Ріг».

На 1950 рік довжина магістральних газопроводів в Україні становила 984 км, а на 1970 рік – 10900 км. Розбудова газопроводів тривала далі, і їх довжина у 1977 році в Україні становила близько 100000 км.

Пізніше й менш потужно в Україні розвивався нафтопровідний транспорт. У 1950-х роках збудовано кілька коротких нафтопроводів: «Долина – Дрогобич» довжиною 60 кілометрів, «Гнідинці – Прилуки» довжиною 40 кілометрів та ін. У 1960 – 1963 роках через територію України проведено відтинки магістрального нафтопроводу «Дружба», що простягається з Росії до центральної Європи двома відгалуженнями – через Ужгород до Угорщини й Чехословаччини та через Брест до Польщі й Німеччини. Його довжина на території України становить 680 кілометрів (Рис. 1).



Рис. 1 – Схема системи магістральних нафтопроводів України

Перший потужний нафтопровід на території України побудовано у другій половині 1960-х років «Гнідинці – Кременчук». У 1970-х роках побудовано нафтопровід «Кременчук – Херсон» довжиною 340 кілометрів, нафтопровід з Північного Кавказу до Лисичанська довжиною 510 кілометрів та нафтопродуктопроводи: «Кременчук – Лубни – Київ» і «Кременчук – Черкаси».

Місце трубопровідного транспорту вуглеводнів на сучасному етапі

Трубопровідний транспорт належить до порівняно нових засобів сполучення, які інтенсивно розвиваються в наш час. У багатьох країнах світу нафтова і газова промисловість – це основа їхньої економіки тому трубопровідний транспорт займає провідне місце серед інших видів транспорту. Трубопровідний транспорт світу – це сукупність взаємопов'язаних транспортних систем, які ведуть від країн-експортерів нафти до її імпортерів.

Високі темпи розвитку різних галузей науки і світового господарства у XX столітті – столітті масового застосування в усіх галузях двигунів внутрішнього згорання привели до бурхливого розвитку у світі нафтової й газової промисловості і, як наслідок, до прискореного будівництва трубопровідного транспорту. У суспільному виробництві різних країн світу він зайняв провідне місце серед інших видів транспорту.

Нині у світовому трубопровідному транспорті з окремих національних магістралей створено взаємозалежні, закріплені транспортні системи з доставки споживачам нафти, газу та нафтопродуктів не лише внутрішньодержавного, але й трансконтинентального значення. Довжина магістральних трубопроводів у світі, побудованих і введених у дію на початок 1986 року, складала 1,5 млн км. З 1960 р. по 1980 р. його частка серед інших видів транспорту збільшилася з 71% до 91 %.

На початку XXI ст. трубопровідний транспорт продовжує домінувати, причому він є найбільш економічний^{2,3} (табл. 1) і значно більш безпечний⁴.

² Гамзаев Б. А. Состояние и особенности развития трубопроводного транспорта России на современном этапе // Молодой ученый. – 2019. – №3. – С. 155-159. – URL <https://moluch.ru/archive/241/55717/>

Таблиця 1. Витрати на транспортування 10 т/км вантажу різними видами транспорту

Вид транспорту	Витрати на 1 т. вантажу, дол.. США			Пріоритет
	Постійні	Змінні	Сумарні	
Трубопровідний	400	150	550	1
Автомобільний	300	900	1200	5
Залізничний	337	350	687	3
Морський	550	220	770	4
Внутрішній водний	440	210	650	2
Авіаційний	150	2700	2850	6

Окремі магістральні трубопроводи транспортування вуглеводнів

Серед найбільш відомих транспортних систем у світовому трубопровідному транспорті:

- Європейське газове кільце;
- Трансадріатичний газопровід;
- Північний потік;
- газопровід «Уренгой – Помари – Ужгород»;
- Транс-Європейський газопровід;
- Транс-Середземноморський газопровід та ін.

Європейське газове кільце – система газопроводів країн – членів ЄС, створена на основі національних мереж газопроводів Німеччини, Нідерландів, Бельгії, Італії, Франції. Формування системи почалося з кінця 1960-х років XX століття.

Північна ділянка кільця: газопровід Емс-Доларт-Бремен-Гамбург з відгалуженнями на Ганновер і Кассель.

Західна ділянка включає газопровід Гронінген – Париж – Русин – Ліон.

³ Karangwa, Eugene (2008). "Estimating the cost of pipeline transportation in Canada". Canadian Transport Research Forum. <http://ctrf.ca/wp-content/uploads/2014/07/Karangwa-2008.pdf>

⁴ Між 2004 та 2015 роками вірогідність залізничних аварій в Канаді була в 2,6 рази більшою, ніж для трубопроводів <https://www.worldcat.org/title/safety-first-intermodal-safety-for-oil-and-gas-transportation/oclc/1001019638>

Південна ділянка складається з північно-італійської мережі Турин – Верона.

Східна ділянка – газопровід Фульда – Бамберг – Регенсбург – Мюнхен – Верона.

З Марселю та Ла-Спеції до кільця подається скраплений природний газ з Алжиру та Лівії.

Трансадріатичний газопровід (*Trans Adriatic Pipeline – TAP*) – проєктований трубопровід для транспортування природного газу з Каспійського й Близькосхідного регіонів у Західну Європу (Рис. 2).

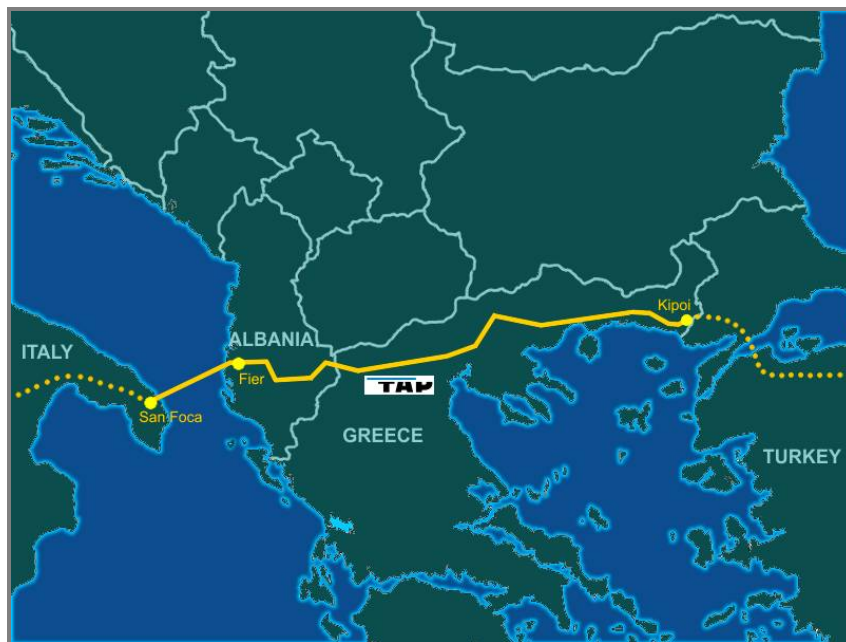


Рис. 2 – Трансадріатичний газопровід

Маршрут Трансадріатичного газопроводу довжиною в 520 кілометрів проходить через Грецію, Албанію, Адріатичне море, Італію. Передбачувана потужність газопроводу – 10 млрд. м³ на рік з можливістю збільшення пропускної здатності до 20 млрд. м³. Акціонери Трансадріатичного трубопроводу: BP (20%), SOCAR (20%), Snam (20%), Fluxys (19%), Enagas (16%) і Ахро (5%). У 2016 р. розпочато будівництво Trans Adriatic Pipeline. Європа до 2020 року розраховує отримувати по цій трубі 10 млрд. кубометрів газу на рік.

«Північний потік» (*Nord Stream*) – газопровід від Росії до Німеччини, перша гілка якого вже збудована (Рис. 3). Проектна потужність першої гілки морського газопроводу «Північний потік» склала 27 млрд. кубометрів. Після планованої добудови другої гілки потужність газопроводу збільшиться до 55 млрд. кубометрів.



Рис. 3 – Карта Північного потоку

Магістральний газопровід «Північний потік» через Балтійське море з'єднав Росію і Європейський Союз та став важливим фактором енергобезпеки Європи. Газопровід пройшов територією Росії, Швеції, Данії й Німеччини. Його довжина склала близько 1,2 тис. км.

Газопровід «Уренгой – Помари – Ужгород» – експортний газопровід з Росії, який з'єднує Уренгойське газове родовище та газові родовища півночі Західного Сибіру з Ужгородом та кінцевими споживачами у Центральній і Західній Європі (Рис. 4, 5).

Загальна довжина газопроводу «Уренгой – Помари – Ужгород» – 4451 км, діаметр труб – 1420 мм, потужність – 32 млрд. кубометрів газу на рік. Протяжність територією України – 1160 км. На трасі знаходяться дев'ять компресорних станцій.

Трансєвропейський газопровід (Trans Europa Natural Gas Pipeline – TENP) – магістральний газопровід Аахен – Швйорштадт – від німецько-нідерландського до німецько-швейцарського кордону (Рис. 6, 7). Побудований у 1972 – 1974 роках, модернізований у 1978 і 2009 роках. Протяжність траси 968 км. Продуктивність 15,5 млрд. кубометрів природного газу. Сьогодні власником транспортної системи є Trans Europa Natural Gas Pipeline GmbH & Co. KG, Ессен. Акціонерами (обмеженими партнерами) TENP GmbH & Co. KG є Open Grid Europe та бельгійський оператор мережі Fluxys. Fluxys придбала частку у вересні 2011 року від італійської нафтової компанії ENI.



Рис. 4 – Карта транзиту газу з Росії в Європу

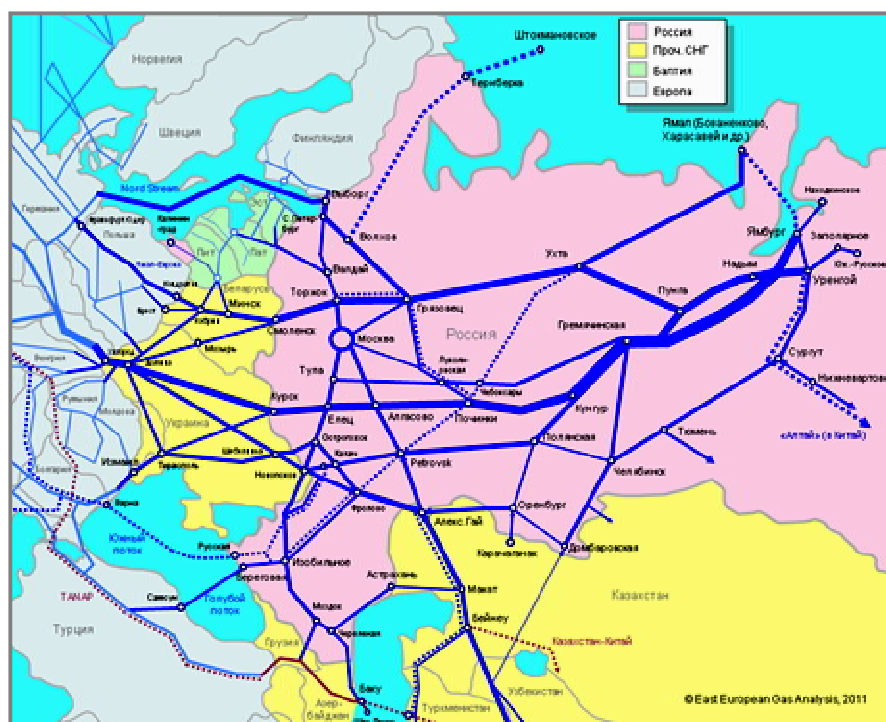


Рис. 5 – Магістральні газопроводи Росії, України і суміжних країн

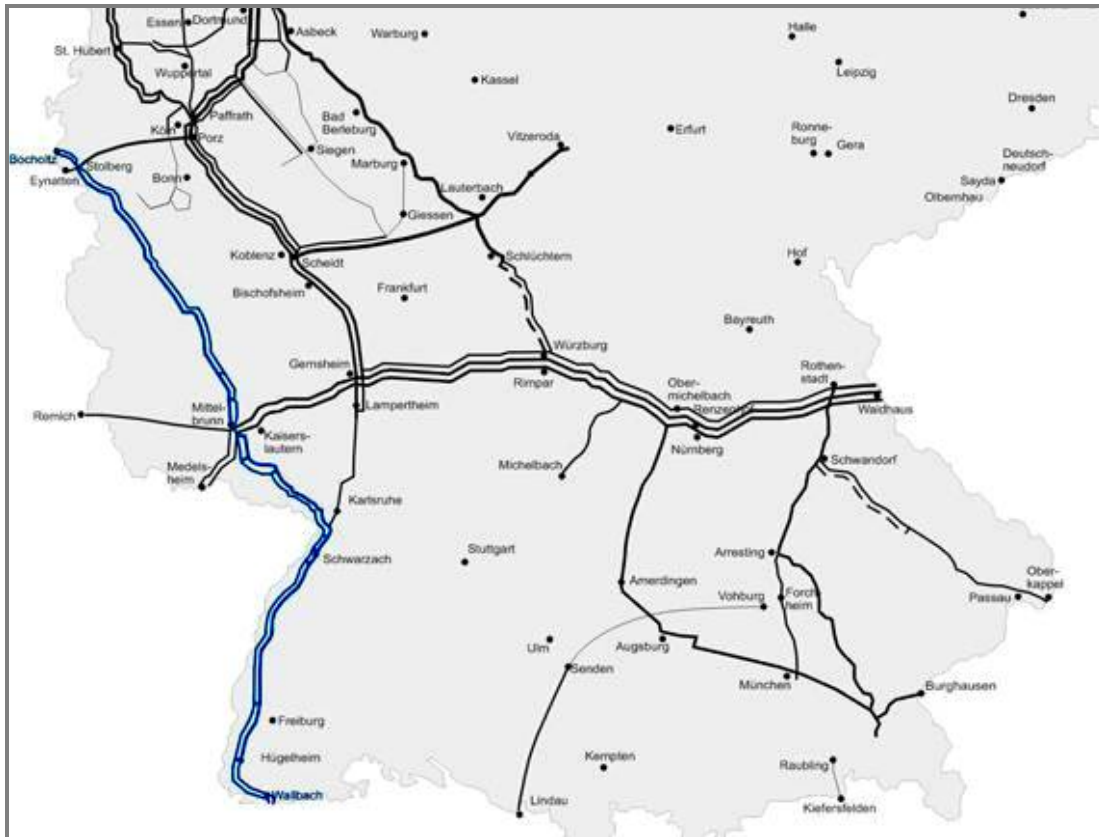


Рис. 6 – Трансєвропейський газопровід



Рис. 7 – Магістральні газопроводи Євразії

Транс-Середземноморський газопровід (трубопровід Енріко Мате) – магістральний газопровід довжиною 2475 км, потужністю 30,2 млрд. кубометрів на рік. Бере початок у Хассі Рмель (Алжир), досягає Тунісу, потім Сицилії та йде далі до континентальної Італії й Словенії (Рис. 7, 8). Трубопровід побудований у 1983 році. У 1994 році його потужність подвоєна. 28 лютого 2010 року в Бір-ель-Атер, провінція Тебесса, було завершено будівництво нового 549-кілометрового перетину, який збільшив пропускну здатність газопроводу на 7 млрд. м³.

«Блакитний потік» – газопровід між Росією і Туреччиною, прокладений по дну Чорного моря. Загальна протяжність газопроводу – 1213 км (Рис. 9). Діаметр труби газопроводу: рівнинна частина сухопутної ділянки – 1400 мм, гірська частина сухопутної ділянки – 1200 мм, морська ділянка – 610 мм.



Рис. 9 – Траса газопроводу «Блакитний потік»



Рис. 8 – Транс-Середземноморський газопровід

Планувалося, що в 2010 р. газопровід вийде на повну потужність (16 млрд. м³ газу на рік). У 2013 році по «Блакитному потоку» було подано 13,7 млрд. м³ газу, що більше половини загального обсягу експорту «Газпрому» в Туреччину.

Нафтопровід Одеса-Броди (рис. 10) побудований між містом Одеса на Чорному морі і містом Броди у Львівській області, де приєднаний до нафтогону «Дружба». Експлуатаційна довжина – 674 км,

проектна потужність – 14,5 млн. тонн нафти на рік. Існує план добудови нафтогону від Бродів до польського міста Адамова Застава.

Після добудови нафтогону планується запустити в аверсному режимі для перекачки каспійської нафти на НПЗ в Польщі і далі на балтійські нафтотермінали.



Рис. 10 – Нафтопровід Одеса-Броди на карті трубопроводів Східної Європи

У *Сполучених Штатах Америки* найбільша у світі мережа магістральних трубопроводів. Газопровідна система США є складною системою трубопроводів, яка транспортує природний газ по всій країні, а також для імпорту та експорту. По всій країні існує понад 210 трубопровідних систем (Рис. 11). З 48 штатів США, де є газопроводи, найбільшу їх мережу має Техас (58 588 миль), Луїзіана (18 900), Оклахома (18 539), Канзас (15386), Іллінойс (11 900) і Каліфорнія (11 770). Штати з найменшою сумарною протяжністю газопроводів – Вермонт і Нью-Гемпшир.

Максимальна відстань подачі газу в США перевищує 3 тис. км. Середня дальність транспорту газу по міжрайонним газопроводам становить приблизно 1,5 тис. км. Дальні магістральні газопроводи передають газ навіть у найбільш віддалені від газових родовищ

райони, а за досить розгалуженої мережі відводів він подається майже в усі більш-менш значні міста.

Загальна протяжність магістральних газопроводів США в 2013 р. досягла 1984,321 тис. км. Серед магістральних газопроводів США переважають трубопроводи відносно невеликого діаметру. Так, у сумарній протяжності газопроводів, що належать 91 найбільшій газотранспортній компанії, близько третини всіх газопроводів має діаметр 254 мм і менше. Частка газопроводів діаметром понад 762 мм в загальній протяжності цих газопроводів досягала в 2005 р. лише 2,1%. Характерно, що і в останні роки досить значна частина протяжності нововведених в експлуатацію газопроводів припадає на газопроводи невеликих діаметрів. Близько 37% загальної протяжності газопроводів, збудованих та 2000 – 2008 рр., мали діаметр по більш 254 мм. Однак значення газопроводів великих діаметрів підвищується. Так, в 2000-2003 рр. більше однієї п'ятої загальної протяжності прокладених труб припадало на труби діаметром 762 мм і більше. За ці роки було укладено 6160 км подібних труб, у тому числі 1440 км труб діаметром 914 мм.

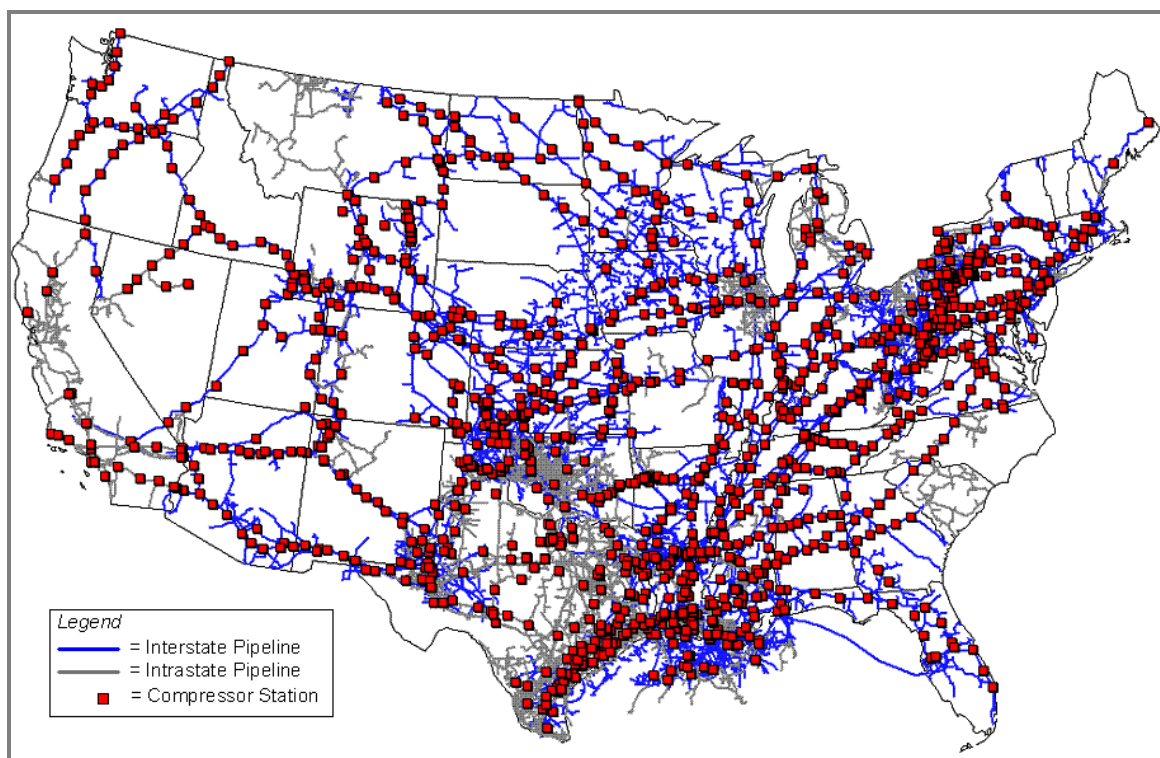


Рис. 11 – Мережа магістральних газопроводів США

Частка залізничного транспорту вуглеводнів у США на 2019 р. мала – 2%.

Росія та Саудівська Аравія, які займають перші місця у світі з видобутку нафти й газу, здійснили інтенсифікацію трубопровідного транспорту за рахунок зміни структури довжини за діаметрами та різкого збільшення питомої ваги трубопроводів діаметрами 1220 і 1420 мм. Частка залізничного транспорту вуглеводнів у Росії на 2019 р. – 20%.

Газотранспортна система (ГТС) України – одна з найбільших у світі газотранспортних систем. Вона виконує дві основні функції: забезпечення природним газом внутрішніх споживачів, а також транзит природного газу через територію України у країни Західної та Центральної Європи (рис. 12).

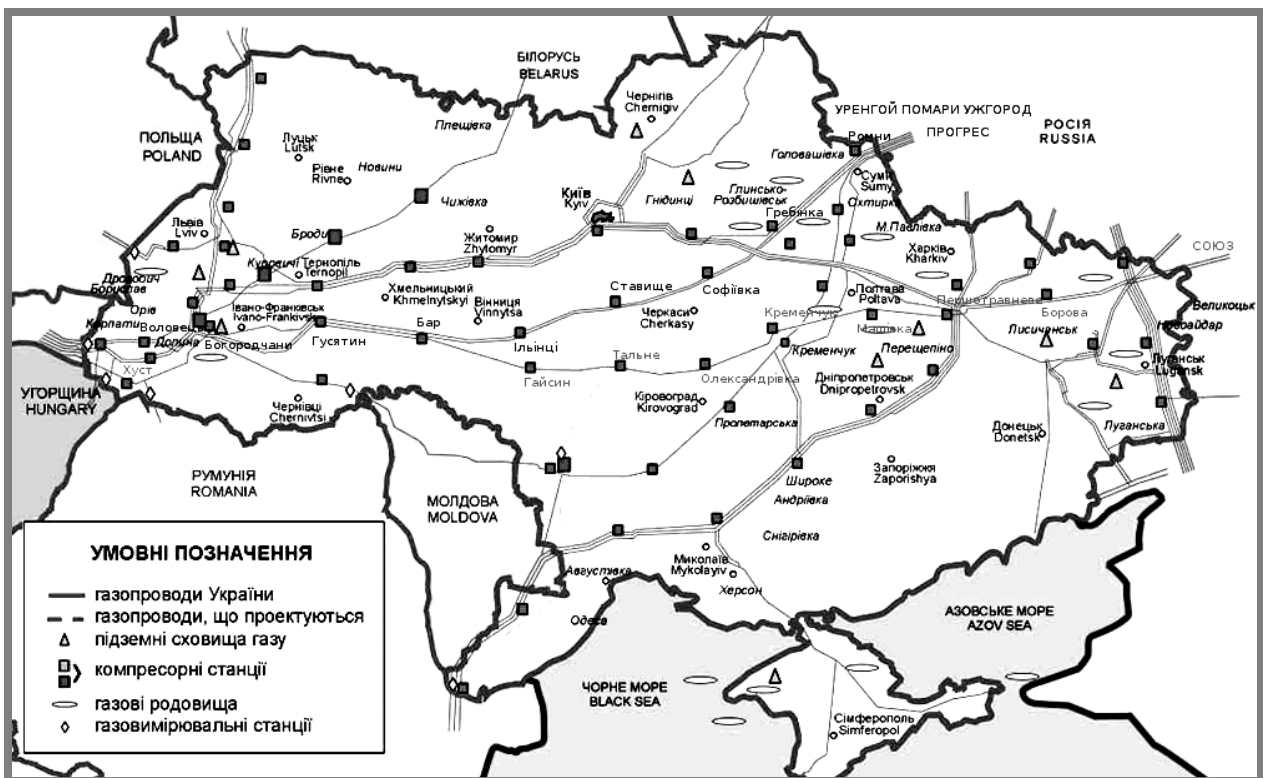


Рис. 12 – Газотранспортна система України

Станом на березень 2009 р. ГТС України мала такі параметри:

- довжину газопроводів – 37,0 тис. км;
- у тому числі магістральних газопроводів – 22,2 тис. км;
- у тому числі діаметром 1020 – 1420 мм – 14,0 тис. км;
- газопроводів-відводів – 14,8 тис. км;
- пропускна здатність газотранспортної системи на вході – 288 млрд. м³ на рік;

- пропускна здатність газотранспортної системи на виході – 178,5 млрд. м³ на рік;
- у тому числі у країни Європи – 142,5 млрд. м³ на рік;
- у тому числі до Молдови – 3,5 млрд. м³;
- кількість компресорних станцій – 72;
- кількість компресорних цехів – 110;
- кількість газоперекачувальних агрегатів – 702;
- потужність компресорних станцій – 5442,9 МВт;
- кількість підземних сховищ газу (ПСГ) – 13;
- загальна активна місткість ПСГ – 31 млрд. м³.
- кількість газорозподільних станцій – 1437.

В 2016 році через українську ГТС транзит російського газу до країн Європи склав 82,2 млрд м³, в 2015 році – 67,1 млрд м³.

На березень 2009 загальна сума інвестицій, необхідних для модернізації та реконструкції ГТС України, становить 3 млрд. 18,5 млн дол., в т.ч.:

- на реконструкцію та будівництво компресорних станцій – 1435,3 млн дол.,
- на модернізацію лінійної частини газопроводів – 616,3 млн дол.,
- на підземні сховища газу – 455,3 млн дол.
- на будівництво нових газовимірювальних станцій (ГВС) на вході в газотранспортну систему України (тобто на східному кордоні з Росією) – 448 млн дол. (газовимірювальні станції на східному кордоні, мінімум дев'ять штук, дуже потрібні Україні, адже досі всі виміри здійснюються на російському боці).

Вартість модернізації та реконструкції ГТС України є набагато дешевшою, ніж будівництво нових газомагістралей, як ті самі «Північний потік» і «Південний потік» (\$73 млрд).

Пріоритетні проекти модернізації та реконструкції

- Західний транзитний коридор, а саме:
- Газопровід «Союз»,
- Газопровід Уренгой – Помари – Ужгород
- Газопровід «Прогрес»;
- Південний транзитний коридор, а саме:
- Газопровід Слєць-Кременчук-Кривий Ріг,
- Газопровід Ананьїв-Тирасполь-Ізмаїл;
- Підземні сховища газу
- Більче-Волицько-Угерське

- Богородчанське;
- Газовимірювальні станції «Ужгород», «Берегове», «Дроздовичі», «Текове», «Орлівка».

Контрольні питання:

- 1. Назвіть 5 фактів, які найбільше запам'яталися з історії трубопровідного транспорту в світі.*
- 2. Назвіть 5 фактів, які найбільше запам'яталися з історії трубопровідного транспорту в Україні.*
- 3. Назвіть види транспорту вуглеводнів.*
- 4. Охарактеризуйте місце трубопровідного транспорту вуглеводнів серед інших видів транспорту.*
- 5. Охарактеризуйте структуру магістральних нафтопроводів.*
- 6. Охарактеризуйте структуру магістральних газопроводів.*
- 7. Назвіть приклади найбільших магістральних систем (нафтопроводів, газопроводів) транспортування вуглеводнів.*
- 8. Охарактеризуйте особливості сучасного трубопровідного транспорту нафти і нафтопродуктів.*
- 9. Охарактеризуйте особливості сучасного трубопровідного транспорту природного газу.*

Лекція 2

ОГЛЯД ОСНОВНИХ ВИДІВ ТРАНСПОРТУ ВУГЛЕВОДНІВ

Транспортування нафти і нафтопродуктів трубопроводами. Транспортування природного газу трубопроводами. Список країн за довжиною магістральних трубопроводів. Підземні сховища природного газу. Залізничне транспортування нафти, нафтопродуктів та скрапленого газу. Водне транспортування нафти, нафтопродуктів і скрапленого газу. Автомобільне транспортування нафти, нафтопродуктів та скрапленого газу. Нафтобазове господарство.

Транспортування нафти і нафтопродуктів трубопроводами

Найбільш економічним видом транспорту нафти і нафтопродуктів на далекі відстані є трубопровідний.

Основні переваги трубопровідного транспорту перед іншими видами такі:

- висока економічність транспортування нафти і нафтопродуктів у великих кількостях та на далекі відстані; собівартість трубопровідного транспорту приблизно в 2 – 4 рази нижча за собівартість залізничних перевезень;
- можливість повної герметизації нафти і нафтопродуктів на всьому шляху транспортування від пунктів відправлення до пунктів призначення, що дозволяє значно знизити їх втрати;
- можливість прокладання трубопроводу в будь-якому напрямку та на будь-яку відстань – це найкоротший шлях між початковим і кінцевим пунктами;
- безперебійність роботи та відповідно гарантоване постачання споживачів незалежно від погоди, пори року й доби;
- високий ступінь механізації та автоматизації транспорту, що дозволяє мінімізувати чисельність обслуговуючого персоналу;
- висока надійність і простота в експлуатації;
- розвантаження традиційних видів транспорту.

Нафтопроводами транспортується переважна частина видобутої нафти з промислів до нафтопереробних заводів. Також продуктопроводами транспортується значна частина продуктів переробки нафти від заводів до нафтобаз.

До недоліків трубопровідного транспорту належать:

- великі початкові витрати на спорудження магістрального трубопроводу, що обумовлює доцільність застосування трубопроводів лише при великих, стабільних вантажопотоках;
- певні обмеження на кількість сортів (типів, марок) енергоносіїв, що транспортуються по одному трубопроводу;
- для організації постачання енергоносіїв до нових споживачів потрібні додаткові капіталовкладення.

Залежно від виду продукту, що транспортується розрізняють такі типи вузькоспеціалізованих трубопровідних систем: нафтопроводи, нафтопродуктопроводи, газопроводи і трубопроводи для транспортування нетрадиційних вантажів.

За призначенням трубопровідні системи поділяються на три групи: внутрішні, місцеві й магістральні.

Внутрішні знаходяться всередині промислів, нафтобаз, нафто- або газопереробних заводів. Протяжність їх невелика.

Місцеві з'єднують різні елементи транспортного ланцюжка: промисел і головну станцію магістрального нафто- чи газопроводу, нафтопромисел та пункт наливання залізничних цистерн або суден. Протяжність місцевих трубопровідних систем більша, ніж внутрішніх.

До *магістральних* нафтопроводів відносять трубопроводи протяжністю понад 50 км і діаметром від 219 до 1420 мм, призначені для транспортування товарної нафти з районів видобутку до місць споживання чи перевалки на інший вид транспорту (рис. 13). Товщина стінок труб визначається проектним тиском у трубопроводі.



Рис. 13 – Магістральний нафтопровід

Залежно від умовного діаметра магістральні нафтопроводи поділяються на чотири класи:

- I клас – від 1000 до 1200 мм включно;
- II клас – від 500 до 1000 мм включно;
- III клас – від 300 до 500 мм включно;
- IV клас – менше 300 мм.

Крім того, нафтопроводи поділяються на категорії, які враховують при розрахунку товщини стінки, виборі випробувального тиску, а також при визначенні частки монтажних зварних з'єднань, що підлягають контролю фізичними методами.

У сучасних магістральних трубопроводах великої довжини робочий тиск перекачування становить 5,5 – 6,4 МПа, пропускна здатність до 90 млн. т нафти на рік.

Незалежно від того, що транспортується по трубах, усі системи магістральних трубопроводів складаються з одних і тих же елементів:

- 1) трубопроводів;
- 2) головної і проміжних нафтоперекачувальних станцій (НПС);
- 3) кінцевого пункту;
- 3) лінійних споруд.

Головна НПС призначена для прийому нафти з промислу, змішування чи розділення її по сортах, обліку нафти та її закачування з резервуарів у трубопровід. Головна НПС розташовується поблизу нафтопромислів.

Проміжні НПС слугують для поповнення енергії, витраченої потоком на подолання сил тертя, з метою забезпечення подальшого перекачування нафти. Проміжні НПС розміщують по трасі трубопроводу, згідно з гідравлічним розрахунком, через кожні 50 – 200 км.

Для перекачування нафти і нафтопродуктів застосовуються відцентрові насоси з електроприводом чи приводом від газотурбінних установок (ГТУ).

Кінцевим пунктом магістрального нафтопроводу, як правило, є нафтопереробний завод або велика перевалочна нафтобаза.

До *лінійних споруд* магістрального нафтопроводу відносять:

- трубопровід (чи лінійну його частину);
- лінійні засувки;
- засоби захисту трубопроводу від корозії (станції катодного й протекторного захисту, дренажні установки);
- переходи через природні та штучні перешкоди (ріки, автомагістралі і т.п.);

- лінії зв'язку;
- лінії електропередачі;
- будинки обхідників;
- гелікоптерні майданчики;
- ґрунтові дороги, що прокладаються вздовж траси трубопроводу.



Рис. 14. Термінал нафтопроводу «Одеса-Броди»

Трубопровід є основною складовою магістрального нафтопроводу, який являє собою труби, зварені в «нитку». Оснащення трубопроводу включає камери прийому й пуску, роздільники, прилади, а також трубопроводи-відводи.

Лінійні засувки встановлюються по трасі трубопроводу не рідше ніж через 30 км з урахуванням рельєфу місцевості таким чином, щоб розлив нафти в разі можливої аварії був мінімальним. Крім того, лінійні засувки розміщуються на виході з НПС і на вході в них, на обох берегах перетнутих трубопроводом водойм, по обидва боки переходів під автомагістралями й залізницями.

Станції катодного та протекторного захисту розташовуються вздовж траси трубопроводу відповідно до розрахунку.

При переходах через водні перешкоди трубопроводи, як правило, заглиблюються нижче рівня дна. Для запобігання спливання

на трубопроводах монтують чавунні або залізобетонні привантажувачі різної конструкції. Крім основної, укладають резервну нитку переходу того ж діаметра. На перетинах залізничних і великих шосейних доріг трубопровід укладають у патроні (кожусі) з труб, діаметр яких не менше ніж на 200 мм більший від діаметра трубопроводу. При перетині природних і штучних перешкод застосовують також надземне прокладання трубопроводів (на опорах або за рахунок власної жорсткості труби).

Лінії електропередач служать для електропостачання перекачувальних станцій, станцій катодного захисту і дренажних установок.

Уздовж *доріг поблизу траси* трубопроводу переміщуються аварійно-відновлювальні бригади, фахівці електрохімічного захисту, обхідники та ін.

Гелікоптерні майданчики призначені для посадок гелікоптерів, які здійснюють патрулювання траси трубопроводів.

Магістральний трубопровід потребує спеціального технічного нагляду. Тому вся магістраль розбивається на окремі ділянки, кожна з яких закріплюється за певною насосною станцією. У свою чергу така ділянка ділиться на ряд більш дрібних ділянок, і до кожної з них прикріплюють лінійних обхідників. Для цього вздовж траси трубопроводу, на відстані 10 – 20 км один від одного, розміщують *будинки обхідників*. В обов'язки обхідника входить спостереження за справністю ділянки трубопроводу.

При транзитному перекачуванні нафти і нафтопродуктів магістральний трубопровід оснащується засобами місцевої автоматики, дистанційним керуванням і засобами зв'язку.

На кожній станції, крім обслуговуючого експлуатаційного персоналу, є ремонтні бригади.

Основними параметрами, які характеризують магістральний трубопровід, є його продуктивність, довжина, діаметр та кількість перекачувальних станцій.

Продуктивність і довжина трубопроводу визначаються розмірами й напрямком вантажопотоку нафти або нафтопродуктів. Діаметр і кількість перекачувальних станцій нафтопроводу розраховуються. Для заданої продуктивності нафтопроводу зі збільшенням його діаметра кількість станцій зменшується і, навпаки, зі зменшенням діаметра необхідна кількість станцій збільшується, тому що зростають сили опору руху рідини в трубопроводі.

Одна й та ж продуктивність магістрального нафтопроводу може бути отримана при різних його діаметрах. Однак від діаметра

трубопроводу і від кількості станцій безпосередньо залежить вартість самої магістралі й вартість її експлуатації. Тому з усіх можливих варіантів діаметр нафтопроводу повинен бути обраний такий, який відповідає мінімальній вартості нафтопроводу і мінімальній вартості його експлуатації, тобто мінімальній собівартості перекачування.

Транспортування природного газу трубопроводами

Газопровід включає систему трубопроводів і допоміжних споруд для транспортування та розподілу природного газу.

Розрізняють:

- Магістральні газопроводи призначені для транспортування газу на великі відстані. У пункті призначення магістрального газопроводу розміщені газорозподільчі станції, на котрих тиск понижується до рівня, необхідного наданні кінцевим споживачам.
- Газопроводи розподільчих мереж призначені для доставки газу від газорозподільних станцій до кінцевого споживача.
- Скидний газопровід – трубопровід, призначений для скидання в атмосферу газу при спрацюванні регулювальних або запобіжних пристроїв з тим, щоб тиск газу в контрольованій точці не перевищував заданого.

Газ газовими мережами подається під певним надлишковим тиском, в залежності від якого розрізняють:

- газові мережі низького тиску – до $0,05 \text{ кгс/см}^2$ (5 кН/м^2); до 0,05 атм.
- середнього – від $0,05$ до 3 кгс/см^2 ($5\text{-}300 \text{ кН/м}^2$); $0,05\text{-}2,96$ атм.
- високого – від 3 до 6 кгс/см^2 ($300\text{-}600 \text{ кН/м}^2$); $2,96\text{-}5,92$ атм.
- надвисокого – від 6 до 12 кгс/см^2 ($600\text{-}1200 \text{ кН/м}^2$) $5,92\text{-}11,84$ атм.

Магістральний газопровід – один з основних елементів газотранспортних систем.

Сучасний магістральний газопровід споруджується із сталевих труб діаметром до 1420 мм на робочий тиск 7,5 МПа з пропускною спроможністю до 50-60 млрд. м^3 газу на рік.

Прокладають на глибині 0,8-1 м (до верхньої твірної труби) – підземне прокладання; на опорах – надземне; в насипних греблях – наземне.

Для транспортування газу з морських газових промислів на берег споруджуються підводні магістральні газопроводи.

До складу споруд магістральних газопроводів входять:

- головна і проміжні компресорні станції, призначені для компресування газу в початковому і проміжному пунктах траси;
- пункти осушування газу і його очищення від H_2S і CO_2 на головній компресорній станції,
- приймальний термінал.

Для прикладу: Газопровід «Дашава – Київ» має загальну протяжність – 509,6 км, діаметр труби – 500 мм, пропускна здатність – 1,5 млн м^3 за добу. На 1948 рік був найпотужнішим газопроводом в Європі (пропускна здатність – близько 2 млрд м^3 на рік). Він налічував 230 переходів через природні та штучні перепони (24 річки, 36 залізниць, 46 шосейних доріг, 139 боліт і балок). Трасу обслуговували 573 км повітряної лінії зв'язку з 57 селекторними пунктами. Було збудовано 49 будинків лінійних обхідників і створено аварійно-ремонтні пункти (АРП) в Тернополі, Красилові та Бердичеві.

Магістральний газопровід багато в чому тотожний магістральному нафтопроводу і містить ті ж основні елементи: трубопровід, перекачувальні станції та засоби зв'язку.

Трубопроводи для перекачування нафти й газу однакові. Компресорні станції газопроводу аналогічні до насосних станцій нафтопроводу і відрізняються від них лише особливостями обладнання, що обумовлено специфікою продукту, який перекачується.

Лінійна компресорна станція, так само як і насосна на магістральному нафтопроводі, являє собою відповідальний та складний комплекс споруд зі своїм індивідуальним технічним господарством, експлуатаційною й ремонтною службою, засобами зв'язку, автоматики і телемеханіки.

Захист труб магістральних газопроводів від ґрунтової корозії здійснюється зовнішньою протикорозійною ізоляцією та катодним захистом трубопроводів. Магістральні газопроводи оснащуються системами телемеханіки і зв'язку для можливості контролювання роботи компресорних станцій із центрального диспетчерського пункту, обладнаного автоматизованою системою керування технологічним процесом транспортування газу.

Надійність магістральних газопроводів забезпечується створенням резерву газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях, застосуванням високоякісних сталевих труб, прокладанням паралельних ліній магістральних газопроводів з перемичками між ними.



Рис. 15. – Перехід ниток газопроводу через річку.

На компресорних станціях магістральних газопроводів великого діаметра (1020 – 1420 мм) після відцентрових нагнітачів установлюють апарати повітряного охолодження газу. На магістральних газопроводах менших діаметрів газ встигає охолоджуватися за рахунок теплообміну з ґрунтом. На кінцевому пункті магістрального газопроводу і кінцевих пунктах відгалужень від магістрального

газопроводу газ надходить у газорозподільну станцію, де його тиск знижується до величини, яка допускається в цій газорозподільній системі.

Магістральні газопроводи при підземному прокладанні заглиблюють у ґрунт на 0,8 – 1 м, при наземному прокладанні – розміщують у насипних греблях, а при надземному – прокладають на опорах.

Для транспортування газу з морських газових промислів на берег споруджуються підводні магістральні газопроводи.

Газопроводи мають деякі особливості порівняно з нафтопроводами, обумовлені великим питомим об'ємом газу і змінами цього об'єму під впливом тиску, який розвивається на станціях при перекачуванні. До таких особливостей відносять збільшені діаметри газопроводів порівняно з нафтопроводами в еквівалентних газу вагових кількостях.

Іншою особливістю магістрального газопроводу є підтримка значного тиску в кінці перегонів між станціями газопроводу, котрий має на всьому протязі один діаметр. Наприклад, якщо на нафтопроводі початковий тиск нафти на насосній станції, що дорівнює 5 МПа, знижується до кінця перегону практично майже до нуля, то на газопроводі тиск у кінці перегону підтримується на рівні 2 МПа, що відповідає оптимальним параметрам перекачування.

До особливостей магістральних газопроводів належить також необхідність спеціальних заходів щодо запобігання утворенню в них гідратних пробок і заходів, пов'язаних з підвищеною вибухо-небезпечністю газу. До основних особливостей магістральних газопроводів слід віднести особливо високі вимоги до безперебійності перекачування, тому що кожна більш-менш тривала зупинка газопроводу порушує постачання паливом споживачів та може викликати зупинку видобутку газу в початковому пункті газопроводу, бо неможливо накопичувати його запаси в значних кількостях.

Перед подачею в газопровід виконують очищення газу від домішок, які ускладнюють його транспортування або роблять небезпечним для використання внаслідок отруйності. Домішками, котрі ускладнюють транспортування газу, є волога, що міститься в газі у вигляді води чи водяної пари, конденсат і частинки крихких порід. Наявність вологи в газі, що перекачується становить небезпеку, тому що може статися закупорка трубопроводу крижаними й гідратними пробками або звуження робочого перерізу трубопроводу.

Отруйною домішкою в природному газі для людини є сірководень, уміст якого в повітрі в кількості 0,01% викликає отруєння, а

0,025% – смерть. Крім того, сірководень дуже активно сприяє внутрішній корозії труб.

Вуглекислота, що міститься в газі, є також корозійним агентом для труб, особливо за наявності кисню.

Гідрати являють собою тверді речовини, які утворюються в результаті з'єднання води та деяких вуглеводнів. Основні умови гідратоутворення – наявність у газі вологи, високий тиск і певний мінімум температури, котрий у багатьох випадках значно вищий від нуля. Утворенню гідратів сприяють також фактори, що викликають перемішування газового потоку.

Метановий гідрат утворюється при тиску 5 МПа й температурі близько +7 °С, а етановий гідрат – при тиску газу 3,4 МПа і температурі +14,5 °С.

Для запобігання утворенню гідратів у температурних умовах перекачування газу по магістральному газопроводу необхідно попередньо осушити газ, знизивши в ньому вміст вологи до величини, при якій утворення гідратів неможливе. Ця величина відповідає вмісту вологи, при котрому парціальний тиск водяної пари стає меншим від пружності парів гідрату.

Для очищення природного газу від води й конденсату та від частинок крихких порід застосовуються газові сепаратори. Їх принцип дії й конструкція аналогічні до нафтових сепараторів, які використовуються для відділення газу від нафти.

Повністю звільнити газ від вологи за допомогою сепараторів неможливо, тому що весь водяний пар, що міститься в газі, проходить через сепаратор, не затримуючись у ньому. Тому за необхідності проводять спеціальне осушення газу шляхом конденсації водяної пари, яка міститься в газі або поглинанням її спеціальними поглиначами.

Конденсація водяної пари здійснюється шляхом охолодження газу в холодильних установках чи проведенням низькотемпературної сепарації. У процесі низькотемпературної сепарації при різкому зниженні тиску газу і відповідному збільшенні його об'єму втрачається велика кількість тепла й газ різко охолоджується. Залежно від перепаду тиску газ можна охолодити до декількох десятків градусів нижче нуля, внаслідок чого відбувається замерзання крапельок вологи і випадання її у вигляді шматочків льоду та інею в нижню частину сепаратора.

Для здійснення низькотемпературної сепарації необхідно мати великий запас тиску на гирлі газових свердловин, щоб після зниження

його в сепараторах, у головній частині магістрального газопроводу він становив 5 – 6 МПа.

При осушенні газу поглиначами застосовуються тверді або рідкі речовини, які називаються *сорбентами*. Найбільшого поширення отримав сорбент діетиленгліколь.

Від сірководню газ очищають, пропускаючи його через різні поглиначі, причому одні з них поглинають сірководень, а інші реагують з ним утворюючи хімічні сполуки, які випадають в осад.

Велику небезпеку в пожежному відношенні становить витік газу з трубопроводу, тому що в певних пропорціях поєднання газу з повітрям утворює «гримучу» суміш. Особливо небезпечний витік газу в закритих приміщеннях. Тому дуже важливо своєчасно виявити витік газу і усунути його, а також видалити накопичену суміш шляхом інтенсивної вентиляції.

Присутність газу в повітрі легко виявити за запахом, але природний газ у більшості випадків його не має. Для надання природному газу специфічного запаху проводять його *одоризацію* на головній компресорній станції та на кінцевому пункті магістрального газопроводу. Речовини, що вводяться в газ, називаються *одорантами*.

Одорант повинен мати різкий і неприємний запах, щоб сигналізувати при найменшій наявності газу в повітрі. Разом з тим одорант та продукти його згоряння повинні бути нешкідливими для людини. Крім того, потрібно, щоб одорант не підвищував кородуючої здатності газу, утворював з ним стійку суміш і був дешевим.

Як одоранти застосовують етилмеркаптан, пенталарм, калодорант, каптан та сульфани. Перші чотири види одорантів виготовляються на нафтопереробних заводах із сірчистих нафт, а сульфани виготовляють з відходів сульфатцелюлозної промисловості.

Одорант уводиться в газ за допомогою одоризаційних установок двох видів – *прямої дії* й *паралельно включеними*. В установках прямої дії одорант подається в газопровід безпосередньо. У паралельно включених установках одорант уводиться в паралельну гілку газопроводу, по якій тече частина газового потоку.

За способом дії одоризатори поділяються на крапельні, гнітові й барботажні.

Крапельний одоризатор подає в газопровід рідкий одорант краплями або тонким струменем. Там він випаровується, змішуючись з газом.

Гнітовий одоризатор забезпечений гнітами з фланелі, частково зануреними в рідкий одорант. Піднімаючись по гноту, одорант

випаровується із зовнішньої його частини й у вигляді пари змішується в одоризаторі з газом.

У *барботажних одоризаторах* газ проходить крізь шар рідкого одоранту; в результаті одорант випаровується, і газ насичується його парами.

В одоризаторах усіх трьох типів передбачається автоматичне регулювання подачі одоранту в газ для точного дозування суміші.

Газосховища. Специфічною особливістю роботи газової промисловості є нерівномірність за часом витрата газу споживачами: містами, селищами, промисловими центрами, електростанціями. Найбільша потреба в газі зимою, найменша – влітку. Помітні також добові коливання в споживанні газу: в денні години його витрата значно більша, ніж вночі. Крім того, при ремонтах печей на теплоелектростанціях і заводах витрата газу тимчасово зменшується.

Така нерівномірність у споживанні може викликати певні неполадки в роботі газових промислів і магістральних газопроводів. Для забезпечення безперебійної роботи промислів та газопровідної мережі перед великими споживачами газу встановлюють буферні сховища. У них газ накопичується у періоди мінімального споживання і витрачається в міру потреби.

Для компенсації сезонної нерівномірності газоспоживання поблизу кінцевого пункту магістральних газопроводів споруджуються підземні газосховища або сховища скрапленого природного газу, в яких влітку створюється запас газу для подальшого його використання взимку або при збільшенні споживання.

Для наземного зберігання газу використовуються:

1) циліндричні (вертикальні й горизонтальні) або сферичні газгольдини постійного об'єму і змінного тиску;

2) газгольдини змінного об'єму і постійного тиску;

3) природні підземні газосховища.

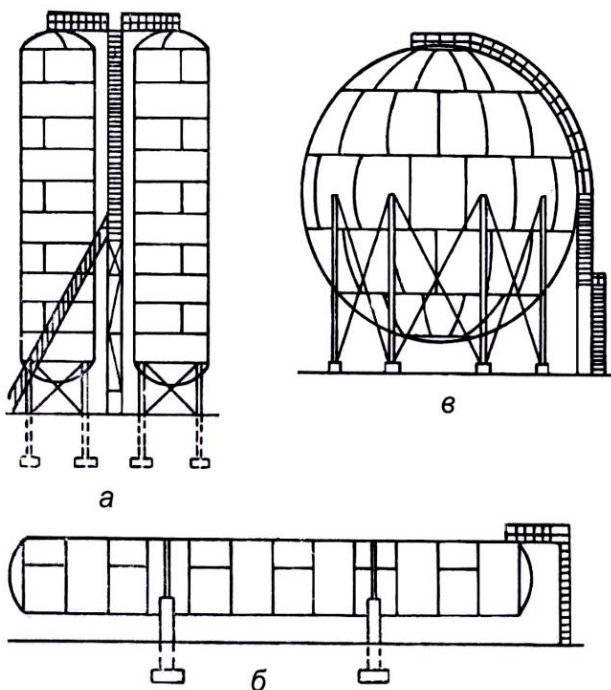


Рис. 16 – Схеми газгольдерів постійного об'єму

а – вертикальний;

б – горизонтальний; в – кульовий

Газгольдери постійного об'єму (рис. 16) характеризуються неповним використанням їх геометричної ємності. Наприклад, якщо газгольдер розрахований на максимальний тиск 0,8 МПа, а тиск у міському колекторі становить 0,2 МПа, то корисна ємність газгольдера складе шість геометричних об'ємів замість восьми, тобто коефіцієнт використання становитиме 75%.

Газгольдери змінного об'єму розраховані на зберігання великого об'єму газу під низьким тиском. До їх недоліків відносять труднощі герметизації, складність монтажу, громіздкість, тому що для зміни об'єму при постійному тиску вони обладнуються плаваючими дахами або понтонами.



Рис. 17 – Світлини кульового і вертикального газгольдерів.

Застосування газгольдерів не розв'язує завдання накопичення великих кількостей газу, потрібних для вирівнювання значних сезонних коливань у споживанні газу. Вони можуть відігравати роль буферної ємності лише при добових, незначних коливаннях подачі газу споживачам: вночі заповнення газгольдерів, вдень – спорожнення при постійній продуктивності магістрального газопроводу.

Для перекачування газу на лінійних станціях магістрального газопроводу переважно встановлюють одноступеневі поршневі компресори дотискного типу, які підвищують тиск газу з 2 – 3 до 5 – 6 МПа.













Перші на території України магістральні газопроводи споруджено в 1924-29 рр.: «Дашава-Стрий» та «Дашава-Дрогобич», «Дашава-Львів».

Список країн за довжиною магістральних трубопроводів

Довжина магістральних трубопроводів побудованих і введених у дію на 2014 рік складала майже 2175000 миль (3500000 км) в 120 країнах світу (табл. 2).
















Україна входить до першої п'ятірки країн з добре розвиненим трубопровідним транспортом вуглеводнів.




















Таблиця 2. Список країн за довжиною магістральних трубопроводів (оцінки ЦРУ США станом на 2013 рік⁵)

№	Країна	Всього (км)	Газопроводи (км)	Нафто- проводи (км)	Нафтопро- дуктопроводи (км)	Інш. (км)	Рік
1	 США	2225032	1984321		240711		2013
2	 Росія	259913	165250	80820	13658	185	2013
3	 Канада	100000	76000		24000		2013
4	 Китай	86890	48502	23072	15298	49	2013
5	 Україна	45597	36720	4514	4363		2013
6	 Аргентина	39850	29971	6248	3631		2013
7	 Велико- британія	39778	28662	5256	4919	941	2013
8	 Іран	38906	21364	8625	7937	980	2013
9	 Мексика	37008	20176	8775	7565	492	2013
10	 Індія	35676	15635	8943	11069	29	2013
11	 Австралія	34722	30294	3609	72	747	2013
12	 Німеччина	34335	26985	2826	4479	45	2013






















⁵ <https://www.nationsencyclopedia.com/WorldStats/CIA-World-Factbook-Pipelines.html>

№	Країна	Всього (км)	Газопроводи (км)	Нафто- проводи (км)	Нафтопро- дуктопроводи (км)	Інш. (км)	Рік
13	 Алжир	29642	19862	7036	144	2600	2013
14	 Бразилія	27468	17664	4831	4722	251	2013
15	 Казахстан	26963	12432	11313	1095	2123	2013
16	 Франція	23345	15322	2939	5084		2013
17	 Італія	23190	20223	1393	1574		2013
18	 Індонезія	21651	11821	7767	728	1335	2013
19	 Угорщина	20877	19028	1007	842		2013
20	 Венесуела	16429	5941	8569	1778	141	2013
21	 Польща	16349	14198	1374	777		2013
22	 Пакистан	16309	12646	2576	1087		2013
23	 Єгипет	15725	8943	5225	895	662	2013
24	 Туреччина	15641	12603	3038			2013
25	 Колумбія	15216	4991	6796	3429		2013
26	 Іспанія	14558	10481	616	3461		2013
27	 Норвегія	13189	8044	3794		1351	2013
28	 Нігерія	12714	4209	4441	3940	124	2013
29	 Лівія	11630	3743	7005		882	2013
30	 Узбекистан	11345	10401	944			2013
31	 Саудівська Аравія	10600	4123	5117	1151	209	2013
32	 Ірак	10437	3368	5432	1637		2013
33	 Нідерланди	9906	8531	578	716	81	2013
34	 Болівія	9893	5508	2511	1627	247	2013
35	 Туркме- ністан	9001	7500	1501			2013

№	Країна	Всього (км)	Газопроводи (км)	Нафто- проводи (км)	Нафтопро- дуктопроводи (км)	Інш. (км)	Рік
36	 Малайзія	9068	6594	1937	114	423	2013
37	 Білорусія	8705	5386	1589	1730		2013
38	 Оман	8185	4224	3558	264	139	2013
39	 Чехія	7790	7160	536	94		2013
40	 ОАЕ	7738	3577	3287	218	656	2013
41	 Словаччина	7193	6774	419			2013
42	 Таїланд	7085	5985	1	1097	2	2013
43	 Азербайджан	6425	3890	2446		89	2013
44	 Румунія	6177	3726	2451			2013
45	 Судан	5839	156	4070	1613		2013
46	 Чилі	5745	3941	985	722	97	2013
47	 Австрія	5556	4736	663	157		2013
48	 Сирія	5199	3170	2029			2013
49	 Данія	5037	4377	647		13	2013
50	 Туніс	5013	3111	1381	453	68	2013
51	 Японія	4734	4456	174		104	2013
52	 М'янма	4290	3739	551			2013
53	 Еквадор	4255	71	2658	1526		2013
54	 Перу	4039	2205	1819	15		2013
55	 ПАР	3839	1293	992	1460	94	2013
56	 Катар	3830	2473	745	103	509	2013
57	 Бельгія	3828	3139	154	535		2013
58	 Болгарія	3611	2887	346	378		2013
59	 Республіка Корея	3121	2216	16	889		2013
60	 Хорватія	3020	2410	610			2011

№	Країна	Всього (км)	Газопроводи (км)	Нафто- проводи (км)	Нафтопро- дуктопроводи (км)	Інш. (км)	Рік
61	 Бангладеш	2950	2950				2013
62	 Нова Зеландія	2925	2108	288	198	331	2013
63	 Грузія	2771	1596	1175			2013
64	 Габон	2449	807	1639		3	2013
65	 Тринідад і Тобаго	2422	1567	587		268	2013
66	 Сербія	2314	1921	393			2007
67	 Вірменія	2233	2233				2013
68	 Ірландія	2147	2147				2013
69	 Литва	2042	1921		121		2013
70	 Ємен	2033	663	1370			2013
71	 Молдова	1906	1906				2013
72	 Швейцарія	1901	1800	94	7		2013
73	 В'єтнам	1805	955	128	206	516	2013
74	 Фінляндія	1689	1689				2010
75	 Швеція	1626	1626				2013
76	 Португалія	1543	1344	11	188		2013
77	 Ангола	1507	437	1065		5	2013
78	 Ізраїль	1466	763	442	261		2013
79	 Греція	1423	1329	94			2013
80	 Марокко	1389	944	270	175		2013
81	 Латвія	1343	928		415		2013
82	 Мозамбік	1250	972		278		2013
83	 Бруней	1239	628	492		119	2013

№	Країна	Всього (км)	Газопроводи (км)	Нафто- проводи (км)	Нафтопро- дуктопроводи (км)	Інш. (км)	Рік
84	 Республіка Конго	1218	236	982			2013
85	 Танзанія	1210	311	891	8		2013
86	 Камерун	1200	58	1107		35	2013
87	 Китайська Республіка	1068	802	241		25	2013
88	 Кенія	932		4	928		2013
89	 ДРК	895	62	77	756		2013
90	 Філіппіни	890	567	138	185		2013
91	 Естонія	868	868				2013
92	 Кувейт	858	261	540	57		2013
93	 Словенія	849	844	5			2013
94	 Гана	775	394	20	361		2013
95	 Замбія	771		771			2013
96	 Коста- Ріка	662			662		2013
97	 Таджикис- тан	587	549	38			2013
98	 Чад	582		582			2013
99	 Албанія	580	331	249			2013
100	 Лаос	540			540		2013
101	 Йорданія	522	473	49			2013
102	 Киргизстан	496	480	16			2013
103	 Кот- д'Івуар	487	256	118		113	2013
104	 Гватемала	480		480			2013

№	Країна	Всього (км)	Газопроводи (км)	Нафто- проводи (км)	Нафтопро- дуктопроводи (км)	Інш. (км)	Рік
105	 Афганістан	466	466				2013
106	 Уругвай	417	257	160			2013
107	 Північна Македонія	388	268	120			2013
108	 Куба	271	41	230			2013
109	 Зімбабве	270			270		2013
110	 Папуа – Нова Гвінея	264		264			2013
111	 Екваторіаль на Гвінея	197	79	71		47	2013
112	 Люксембург	169	142		27		2013
113	 Боснія і Герцеговина	156	147	9			2013
114	 КНДР	154		154			2007
115	 Сингапур	130	122		8		2013
116	 Домінікана	130	27	103			2013
117	 Панама	128		128			2013
118	 Барбадос	103	33	64	6		2013
119	 Ліван	88	88				2013
120	 Бахрейн	74	20	54			2013
121	 Нікарагуа	54		54			2013
122	 Сурінам	50		50			2013
123	 Сенегал	51	43		8		2013
124	 Ліхтенштейн	20	20				2013
125	 Ліберія	4		4			2013

Підземні сховища природного газу

Для компенсації сезонної нерівномірності газоспоживання, забезпечення рівномірної роботи газових промислів і магістральних газопроводів, накопичення використовуваних або стратегічних ресурсів газу поблизу кінцевого пункту магістральних газопроводів споруджуються підземні газосховища чи сховища скрапленого природного газу, в яких улітку створюється запас газу для подальшого його використання взимку або при збільшенні споживання. Як підземні газосховища використовуються:

- 1) виснажені нафтові й газові родовища;
- 2) різноманітні геологічні пастки пластових водонапірних систем;
- 3) природні та штучно створювані в надрах землі тріщини, каверни, печери.

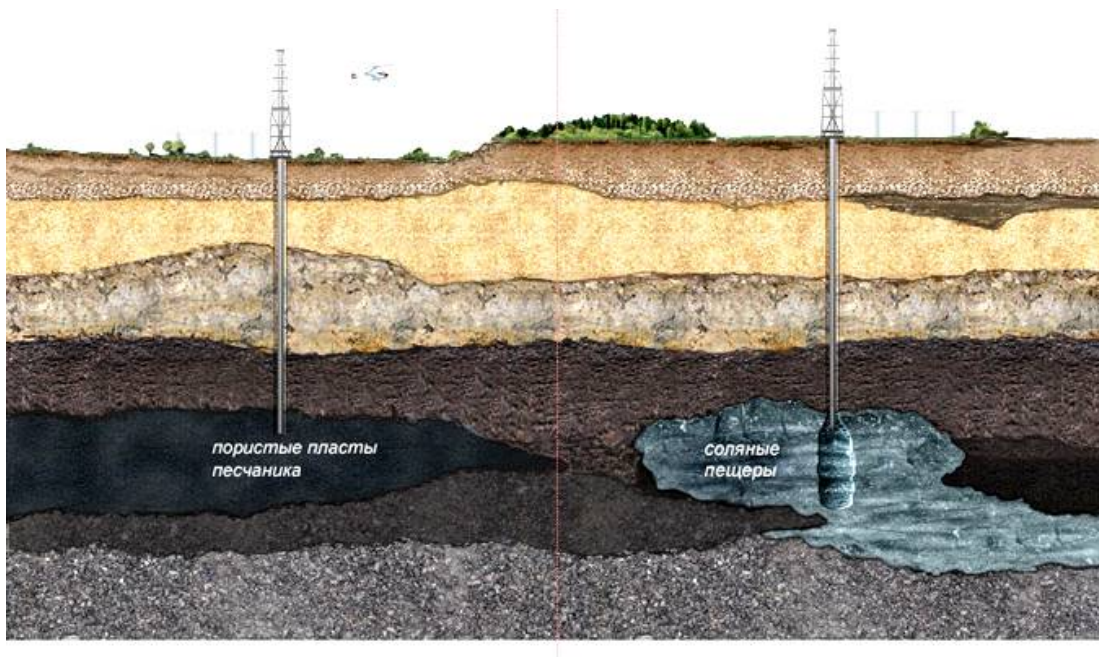


Рис. 18 – Схема підземного сховища газу в пористих пісковицях і в соляних печерах

Існує велика кількість підземних газосховищ найрізноманітнішої ємності – від декількох мільйонів до 3 млрд. м³.

Для підтримання порівняно високого тиску в кінці відбору газу і зменшення просування води при відборі повний об'єм підземного газосховища повинен перевищувати необхідний об'єм на величину від 40 до 100% для вміщення буферного чи залишкового газу.

Підземні газосховища розташовуються на трасі магістрального газопроводу перед великими споживачами газу.

При зниженні споживання газу він закачується через свердловини в сховище, а при збільшенні споживання – відбирається зі свердловин і знову надходить у газопровід.

Для зберігання скраплених природних газів використовують підземні тріщини, каверни, печери, стінки яких зміцнюють та герметизують. Печери можуть бути утворені шляхом вимивання гарячою водою солі в куполах.

Перше у світі підземне сховище газу (ПГС) було побудоване в Канаді в 1915 році.

Найбільший розвиток ПГС отримали в США. Сьогодні підземні сховища газу мають США, Канада, Велика Британія, Франція, Україна, Німеччина, Нідерланди, Італія, Японія, Росія.

Для надійного забезпечення газом споживачів в умовах нерівномірного відбору та в екстремальних ситуаціях в Україні було споруджено одну з найбільших в Європі мережу підземних сховищ газу, яка за своєю потужністю поступається лише російській.

Перші газосховища – Олишівське і Червонопартизанське були створені у водоносних структурах і призначені для надійного газопостачання м. Києва. Дослідне закачування газу в Олишківське ПГС розпочалося у 1964 році, а у Червонопартизанське – у 1968 році.

Подальший розвиток підземного зберігання газу базувався переважно на використанні відпрацьованих газових родовищ Прикарпаття. ПГС виконували не лише функцію надійного забезпечення внутрішніх споживачів, а й стали запорукою стабільного експортного постачання газу в європейські країни.

У 1969 році уперше проведено дослідно-промислове закачування газу у відпрацьовані горизонти Угерського родовища. У 1973 році для регулювання газопостачання м. Львова розпочалося спорудження Дашавського ПГС. При спорудженні підземного сховища газу було використано відпрацьовані горизонти Дашав-

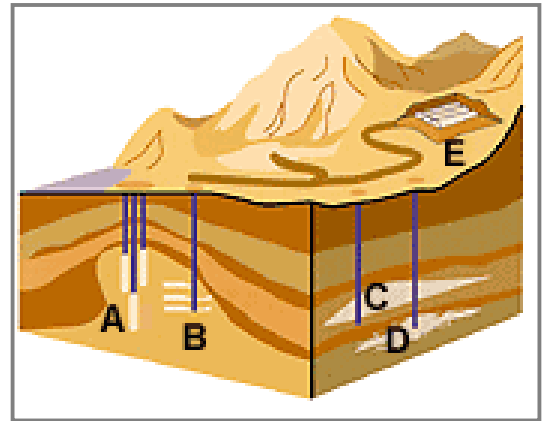


Рис. 19 – Для зберігання природного газу можна використовувати: (А) соляні пласти, (В) покинуті шахти, (С) водоносні пласти, (D) виснажені нафтові/газові родовища, (Е) виробки в щільних гірських породах

ського родовища, для закачування супутнього газу розташованого неподалік Долинського нафтового родовища.

У 1979 році почалося дослідно-промислове закачування газу в Опарське та Богородчанське ПГС. Протягом 1983 – 1992 років на основі двох взаємодіючих покладів XVI горизонту створено одне з найбільших у світі Більче-Волицько-Угерське підземне газове сховище. У 1973 році розпочато будівництво у водоносній структурі Краснопопівського ПГС. У 1987 році на базі відпрацьованого родовища споруджено Вергунське ПГС на Донеччині. На вироблених газових родовищах у 1983 році створено Глібівське ПГС у Криму, та в 1986 році – Пролетарське ПГС у Дніпропетровській області. У 1987 році споруджено ПГС у відпрацьованих газових пластах Солохівського родовища на Полтавщині, а в 1988 – Кегічівського ПГС на Харківщині.

Сьогодні загальна потужність підземного зберігання газу в Україні перевищує 32 млрд. м³ по активному газу, який не лише повністю забезпечує потреби держави, а й може бути використаний для газопостачання інших європейських країн. ПГС відіграють важливу роль при виникненні екстремальних ситуацій. Так, у січні 2009 року при повному припиненні подавання газу з Росії вдалося забезпечити газопостачання споживачів східних і південних регіонів нашої держави зі сховищ Прикарпаття.

Комплекс українських підземних газосховищ за своїми показниками займає третє місце в світі після США і Росії. Він забезпечує закачування та відбір понад 30 млрд. м³ газу за сезон. В даний час на території України створено 13 підземних сховищ газу.

Залізничне транспортування нафти, нафтопродуктів та скрапленого газу

Після виникнення залізничного транспорту у 1825 році та з розвитком залізничних шляхів, нафтопродукти почали перевозити залізничним транспортом.

Розвиток залізниць і нафтовидобування відбувалося приблизно в один і той же час, тому залізниця стала одним з перших сучасних способів транспортування нафти. Цей спосіб транспортування став популярним завдяки порівняно високій швидкості доставки та всесезонного використання.

Відомо, що у США в кінці 1850-х на початку 1860-х років компанія з обробки нафти «Ендрюс і Кларк» підприємців Самуела Ендрюса і Джона Рокфеллера в Клівленді по залізній дорозі транспортували нафту і готову продукцію з нафтопереробного заводу «Флатс».

У 1878 році в Росії, з метою задоволення стрімко зростаючого попиту на нафтопродукти, був виданий указ про створення залізничної гілки Баку – Сурахани – Сабунчі довжиною 20 км. Її будівництво закінчили 20 січня 1880 року. Вперше нафту стали перевозити в спеціальних цистернах.

У Росії перші вагони-цистерни з'явилися в 1863 році, це були вагони зарубіжного виробництва. У 1872 році, їх почали будувати в дорожніх майстернях Грязе-Царицинської та Московсько-Нижегородської залізниць. Їх поява обумовлена необхідністю транспортування від Волзьких причалів у глибину країни гасу відвантажуваного з Бакинських нафтопромислів. Перші цистерни були побудовані двовісними з котлом діаметром 1360 – 1500 мм, довжиною від 5 метрів, об'єм котла від 8 до 10 м³.

У 1905 – 1911 роках почався процес збільшення вантажопідйомності цистерн, з 12,5 до 16,5 т (1000 пудів), що було зроблено за рахунок додаткової надбудови у нормальних цистерн.



Рис. 20 – Двовісний вагон-цистерна в залізничному музеї, Німеччина

У 1895 році Гротен розробив тривісну цистерну, і в тому ж році на російських залізних дорогах з'явилася перша чотиривісна цистерна системи Фокс-Арбель на спеціальних візках. В наступні роки з'явилося ще кілька типів чотиривісних цистерн вантажопідйомністю 25 – 33 т. Всі вони мали ряд переваг перед двовісними.

Під час Першої світової війни російські заводи будували 2-х і 4-вісні цистерни. В основному парк цистерн в Росії до революції складався з нормальних 750 і 1000-пудових вагонів, які експлуатувались до кінця 50-х років XX століття.

Сьогодні перевезення нафтопродуктів залізничним транспортом здійснюється переважно у спеціальних вагонах-цистернах, які

виробляються з високоякісної листової сталі, товщиною більше 8 мм або в критих вагонах у тарі. Вантажопідйомність таких цистерн варіюється від 50 до 120 тонн, але частіше використовують цистерни на 50, 60 і 120 тонн.

Для транспортування нафтовантажів у залізничних цистернах необхідне таке обладнання та пристрої:

- 1) вагони-цистерни;
- 2) наливна естакада в пункті відправлення нафтопродуктів;
- 3) зливна естакада в пункті призначення.

Вагони-цистерни складаються із цистерн, у які наливають нафтопродукт, що транспортується, і ходової частини (рис. 21). Такі цистерни являють собою сталі горизонтальні циліндрові ємності. Залежно від вантажопідйомності вагони-цистерни бувають дво- та чотиривісними. За конструкцією розрізняють *стандартні* цистерни і цистерни *спеціального призначення*. У стандартних цистернах перевозять нафтопродукти, в'язкість та температура котрих не залежать від зливно-наливних робіт. У цистернах спеціального призначення перевозять високов'язкі нафтопродукти.

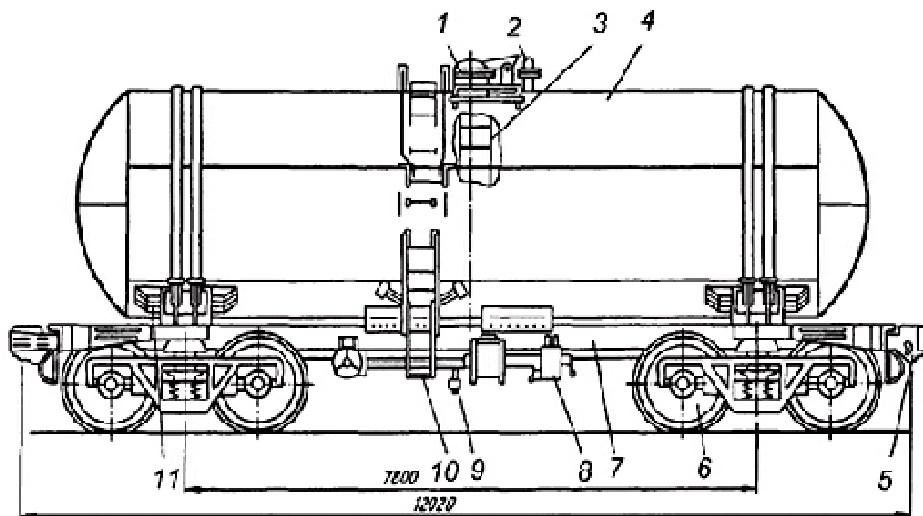


Рис. 21 – Цистерна для перевезення бензину та світлих нафтопродуктів, модель 15-1443

- 1 – пристрій завантаження; 2 – запобіжна арматура; 3 – внутрішні сходи; 4 – котел; 5 – ударно-тягові пристрої; 6 – ходова частина; 7 – рама; 8 – гальмівне обладнання; 9 – пристрій вивантаження; 10 – зовнішні сходи; 11 – кріплення котла на рамі

Ємність *стандартної* цистерни складається з декількох барабанів, двох днищ і ковпака, виготовлених з листової сталі та сполучених між собою зварними швами.



Рис. 22 – Вагон-цистерна на залізниці Union Pacific



Рис. 23 – Вагони-цистерни на українській залізниці.

Ковпак, на якому розміщений наливний люк, поліпшує герметизацію наповненої цистерни, слугує для розміщення нафтопродукту, що розширюється при підвищенні температури, і полегшує замірювання нафтопродукту в цистерні. Стандартні цистерни обладнані горизонтальним люком, розташованим у верхній частині ковпака. Люк закривається кришкою на шарнірі та слугує для наповнення цистерни, а в деяких випадках і для її зливу. Через люк усередину цистерни потрапляє обслуговуючий персонал для її очищення й ремонту.

Наповнення цистерни здійснюється через люк уведенням наливного шланга. Для зливання нафтопродуктів цистерни, як правило, обладнані зливними пристроями, які розташовуються в нижній частині цистерни.

Цистерни *спеціального призначення* призначені для перевезення швидкозастигаючих і високов'язких нафт і нафтопродуктів.

Такі цистерни мають теплоізоляцію для сповільнення охолодження нафтопродуктів, що знаходяться в них, або забезпечуються підігрівальними пристроями. Для підігрівання високов'язких рідин цистерни обладнують *паровою сорочкою*. Нижня частина таких цистерн забезпечується системою парового підігрівання з площею поверхні нагріву близько 40 м^2 . Крім того, для перевезення підігрітих високов'язких нафтопродуктів використовуються *цистерни-термоси*, покриті тепловою ізоляцією, а всередині котла у них установлений стаціонарний трубчастий підігрівач з поверхнею нагріву 34 м^2 .

Для перевезення скраплених газів застосовуються цистерни, розраховані на підвищений тиск (для пропану – 2 МПа, для бутану – 8 МПа) (рис. 24).

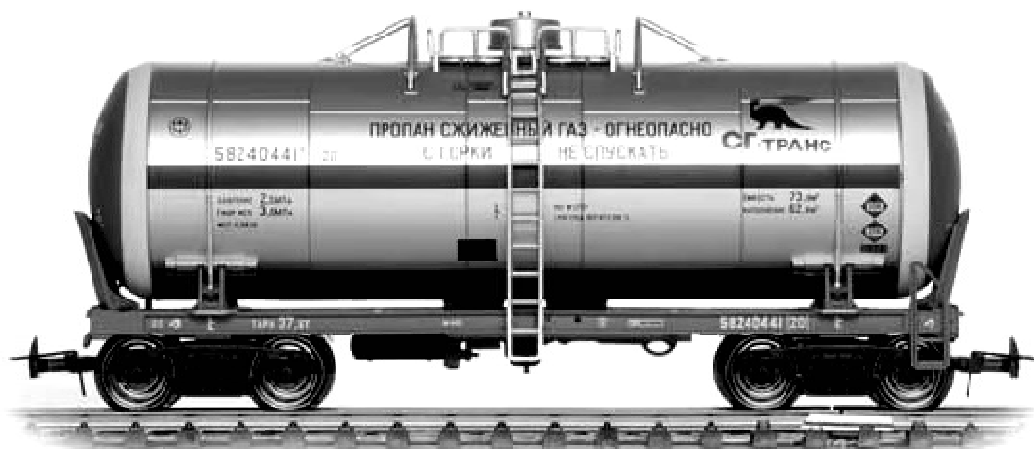


Рис. 24 – Цистерна для перевезення скраплених газів

Об'єм котла сучасних цистерн становить від 54 до 162 м^3 . Діаметр – до 3,2 м.

Для перевезення бітуму, як досить тугоплавкого нафтопродукту, застосовують спеціальні залізничні вагони, звані *бункерними пів-вагонами*. Особливість їх полягає в тому, що вони складаються із чотирьох бункерів, об'ємами по $11,8 \text{ м}^3$ кожний, установлених на рамі вагону. Опорні точки бункера розташовані таким чином, що в заповненому стані його центр тяжіння знаходиться вище цих точок, і

бункер легко перекидається при звільненні захватів, виливаючи бітум на розвантажувальний майданчик, а потім повертається в початкове вертикальне положення.

Деяка частина нафтопродуктів (близько 2%) транспортується в дрібній тарі (бочках, контейнерах, бідонах чи балонах).

Контейнери – це невеликі цистерни вантажопідйомністю 25 і 50 кН, розміщені на залізничній платформі. Після прибуття до місця призначення їх перевантажують кранами або іншими пристроями на вантажні автомобілі. У цистернах-контейнерах перевозять, головним чином, високов'язкі мастила. Тому контейнери забезпечені пристроями для розігрівання нафтопродуктів.

Зливання і наливання нафтопродуктів у залізничні цистерни виконують за допомогою залізничних естакад.

Залізничні естакади залежно від здійснюваних операцій поділяються на наливні, зливні й зливно-наливні.

Наливні естакади. Процес наливання продукції в залізничні вагони-цистерни пов'язаний з виконанням у певній послідовності багатьох операцій з підготовки цистерн до наливання, пуску насосів, відкриття запірної арматури і контролю процесу наповнення. Після заповнення цистерни запірна арматура закривається, вимірюється кількість налитого продукту, відбираються проби, закриваються і пломбуються люки.

Залізничною нафтовою естакадою умовно називається сукупність споруд, за допомогою яких здійснюється наливання нафтопродуктів або сирої нафти з нафтосховищ у залізничні цистерни. Як правило, наливна естакада складається з таких основних елементів:

- 1) естакади із залізничними коліями для подачі та стоянки цистерн;
- 2) наливної насосної з парокотельнею;
- 3) резервуарів-нафтосховищ.

При наливанні лише світлих чи малов'язких темних нафтопродуктів потреба в парокотельні відпадає.

Резервуари-нафтосховища зазвичай входять до складу нафтобазового, нафтозаводського або нафтопромислового резервуарного парку біля котрого розташована естакада.

За способом обслуговування під час наливання наливні естакади поділяються на естакади з *нижнім* і *верхнім* управлінням. Естакади з нижнім управлінням недосконалі й незручні в обслуговуванні. Необхідність заправки шлангів та контролю за рівнем нафтопродукту в цистернах вимагає присутності обслуговуючого персоналу на верху

цистерн, у той же час регулювання наливу стояковими засувками на цих естакадах відбувається знизу. Тому естакади з нижнім управлінням, як правило, є тимчасовими спорудами, які будують за необхідності терміново організувати налив. В інших випадках користуються естакадами з верхнім управлінням.

Основними елементами естакад для наливання і зливання нафтопродуктів є наливні стояки, котрі встановлюються з одного або з обох боків залізничних колій на відстані від 4 до 12 м, що забезпечує одночасне обслуговування всіх цистерн, поданих на естакаду. Стояки об'єднуються між собою колекторами з відповідною арматурою для їх підключення і відключення у міру наповнення цистерн. На верхньому кінці стояка закріплюють шланг, який під час наливання через люк заводять усередину цистерни. Подача продукції в колектори естакади, як правило, здійснюється насосами.

Наливний колектор з'єднують підвідним трубопроводом з наливною насосною чи безпосередньо з резервуарами-нафтохвищами.

Відстань між кінцевими стояками називається *фронтом наливу*. Цією відстанню визначається максимальна кількість цистерн, котру можна наливати на естакаді одночасно.

За фронтом наливу естакади бувають різних розмірів: на повний маршрут, тобто на повний склад цистерн, на половину маршруту, на кілька цистерн. За кількістю залізничних колій і розташуванням відносно них стояків бувають *одно-* та *двобічні* естакади. Однобічна естакада має один шлях і ряд стояків, розташованих з одного його боку. Двобічна естакада має два шляхи й ряд стояків між ними.

На рис. 25 зображена двостороння естакада галерейного типу. Головною відмінною рисою її є галерея *A*, що йде вздовж усього фронту наливу. По галереї наливальники легко пересуваються від однієї цистерни до іншої на зручній висоті для заправки шлангів у цистерни і спостереження за ходом їх наливання.

Маховики засувки виведені на галерею, що полегшує відкриття і закриття засувки.

Галерея являє собою поміст, установлений на стійках. Поміст має огорожу й відкидний місток *8* для полегшення підходу до ковпаків цистерн. Містки кріпляться до галереї на шарнірах і збалансовані вантажами, що полегшує їх спуск та підйом.

Наливні естакади мають каналізацію, котра відводить у нафтоуловлювач продукт, який випадково або внаслідок пошкодження цистерн розливається при наливанні. Обов'язковими атри-

бутом нафтоналивної естакади є протипожежний водопровід та освітлення, що відповідають вимогам пожежної безпеки.

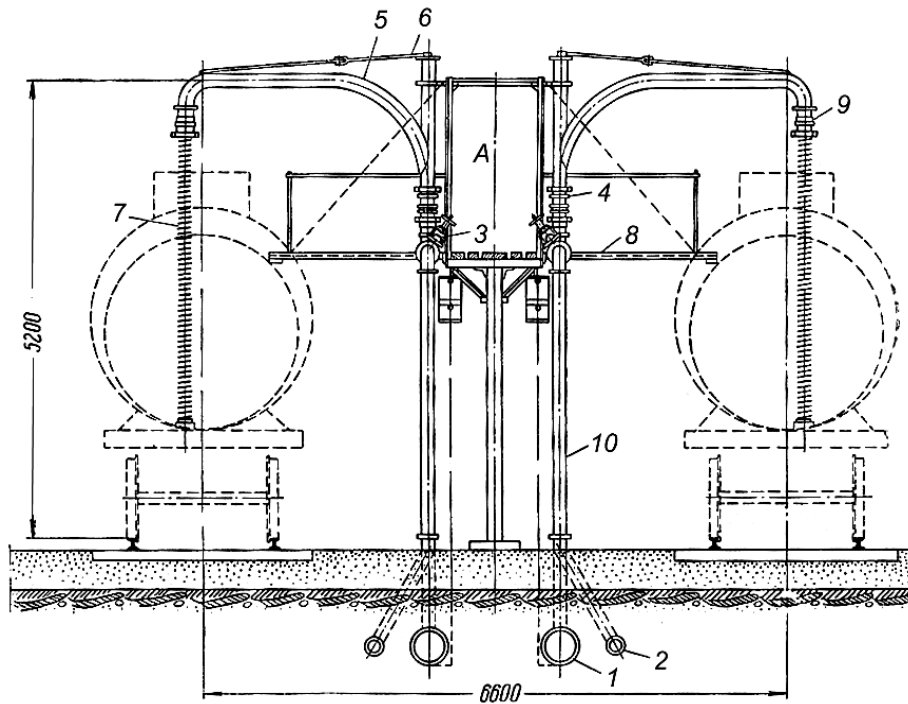


Рис. 25 – Наливна естакада галерейного типу

A – галерея; 1 – основний колектор; 2 – зачисний колектор; 3 – засувка; 4 – поворотний сальник; 5 – хобот колонки; 6 – відтяжка; 7 – шланг; 8 – відкидний місток; 9 – стяжний хомут; 10 – труба колонки

Наливні насосні. Найбільш зручним і дешевим способом наливання нафти чи нафтопродуктів у цистерни є самопливний спосіб, коли відкриттям засувки забезпечується перетікання продукту з нафтосховища в цистерни. Але самопливне наливання можливе лише тоді, коли рельєф місцевості дозволяє розташувати резервуари на вищій горизонтальній площині від цистерн, при якій можна забезпечити необхідну швидкість наливання і повне спорожнення резервуарів.

У більшості випадків для наливання цистерн доводиться застосовувати насоси. Для цього найбільше підходять відцентрові насоси. Вони дозволяють автоматично регулювати подачу зі зміною опору на викиді.

Наливна насосна станція зв'язується з естакадою лінією зв'язку.

Зливні естакади. Подібно наливній естакаді зливна, як правило складається з трьох основних частин: естакади, зливної насосної та нафтосховищ.

Злив продукту із залізничних цистерн у резервуари може здійснюватися за допомогою насосів через верхню частину цистерн або самопливом з нижньої їх частини.

Технологічна схема зливної естакади зворотна технологічній схемі наливної естакади.

Зливні естакади поділяються за своїм типом на дві групи: естакади для *верхнього зливання* й естакади для *нижнього зливання*.

Естакади для верхнього зливання за своєю конструкцією не відрізняються від наливних естакад (рис. 8.9). Продукт із цистерн зливається безпосередньо в резервуари за допомогою насосів.

Часто застосовуються естакади для нижнього зливання, в яких продукт зливається самопливом. Нафтопродукт повинен потрапити в нафтосховища, розташовані зазвичай вище цистерн, з котрих відбувається зливання. Тому естакади з нижнім зливанням обладнуються *нульовими резервуарами*, тобто резервуарами, заглибленими в землю так, що їх верхня відмітка знаходиться нижче нульової відмітки майданчика, на якому розташована естакада.

Технологічна схема естакади з нижнім зливанням відрізняється від естакади з верхнім зливанням тим, що насоси всмоктують продукт не безпосередньо з цистерн, а з нульових резервуарів.

Комбіновані (зливо-наливні) естакади. З метою економії коштів і території застосовують комбіновані естакади, які можуть обслуговувати як наливання, так і зливання цистерн. Вони, як правило, являють собою естакади з верхнім наливанням та верхнім зливанням.

На великих нафтозаводах і нафтобазах для кожної групи нафтопродуктів – світлих і темних – споруджують окремі естакади. При невеликому вантажообігу наливання або зливання світлих та темних нафтопродуктів проводять на загальній естакаді, яка має відособлені колектори і комунікації для кожної із цих двох груп.

Підігрівання цистерн. Для прискорення наливання та зливання високов'язких нафтопродуктів і нафти застосовують підігрів, унаслідок якого їх в'язкість знижується.

Підігрівання нафтопродуктів при зливанні можна здійснювати парою чи електроенергією. Електропідігрівання широкого поширення не отримало внаслідок високої вартості електроенергії й пожежної небезпеки.

При застосуванні підігрівання, вздовж фронту зливу споруджують спеціальну естакаду для кріплення паро- або електропроводів з відгалуженнями, кількість і розташування яких розраховане на обслуговування всіх цистерн по фронту наливу.

За наявності в цистернах стаціонарних парових підігрівачів у них подається пар від колектора.

Використовуються паропідігрівачі *відкритого* і *закритого* типу. У паропідігрівачах відкритого типу їх труби мають отвори й підігрівання здійснюється паром, що проходить безпосередньо через продукт. Недоліком такого підігрівання є обводнення нафтопродукту паровим конденсатом, що небажано та абсолютно неприпустимо для мастил.

У паропідігрівачах закритого типу їх труби не мають отворів і пар передає своє тепло нафтопродукту через стінки трубок, конденсуючись у них та видаляючись у вигляді конденсату назовні.

Перевагами залізничного транспорту є:

- можливість цілорічного здійснення перевезень;
- в одному складі (маршруті) можуть одночасно перевозитися різні вантажі;
- нафта і нафтопродукти можуть бути доставлені в будь-який пункт країни, що має залізничне сполучення;
- швидкість доставки вантажів залізницею приблизно вдвічі вища, ніж річковим транспортом.

До недоліків залізничного транспорту належать:

- висока вартість прокладання залізниць;
- збільшення завантаження існуючих залізниць і як наслідок – можливі перебої в перевезенні інших масових вантажів;
- холостий пробіг цистерн від споживачів нафти до її виробників.

Водне транспортування нафти, нафтопродуктів і скрапленого газу

Піонером у розвитку ранніх нафтових танкерів був Людвіг Нобель. Спочатку, для перевезення нафти наливом, він використовував самохідні однокорпусні баржі з танками для нафти, але зіткнувся з низкою проблем. Головним завданням було віддалення вантажів і парів нафти на достатню відстань від машинного відділення, щоб уникнути пожеж. Ще однією проблемою було розширення і стискування нафти та нафтопродуктів при зміні температури, а також забезпечення вентиляції танків.

Перший в світі успішний нафтовий танкер Нобеля «Зороастр» (Zoroaster) був збудований у 1877 році на шведській судноверфі на

кошти братів Нобелів. Цей танкер, який він розробив у Швеції, в Гетеборзі разом зі Свеном Алмквістом (Sven Almqvist) і започаткував наливний спосіб перевезення нафти та нафтопродуктів (рис. 26).



Рис. 26. – Зороастр – перший успішний танкер братів Нобель

Зороастр вміщував 242 довгих тонни гасу в двох сталевих танках з'єднаних трубами. Один танк був на носі судна, машинне відділення на міделі, а інший танк на кормі. Танкер також мав набір з 21 вертикального водонепроникного відсіку для додаткової плавучості. Максимальна довжина судна дорівнювала 56 м (184 фути), ширина 8,2 м (27 футів), і осадка 2,7 м (9 футів). На відміну від інших танкерів Нобеля, «Зороастр» був побудований досить маленьким, щоб ходити від Швеції до Каспійського моря шляхом Балтійського моря, Ладозького озера, Онезького озера, Рибінського і Маріїнського каналів і по Волзі.

Брати Нобель згодом почали адаптувати кораблі з однокорпусним дизайном, в яких корпус судна був частиною його танкової структури. У листопаді 1880 року Нобель замовив свій перший однокорпусний танкер «Мойсей» (Moses).

Після аварії в 1881 році, коли танкер Норденскьольд (Nordenskjold) вибухнув в Баку під час прийому гасу, було удосконалено систему завантаження танкера: створено гнучку систему трубопроводів, захищено від протікання вантажні труби, які стали набагато стійкішими до розливів.

У 1883 році в конструкції нафтоналивних танкерів відбувся великий крок вперед. Працюючи в компанії Нобеля, полковник Генрі Ф. Свен (Henry F. Swan) розробив серію з трьох танкерів Нобеля. Замість одного або двох великих вантажних танків, Свен розмістив

кілька танків по ширині і довжині судна. Трюми були розташовані в ряд і розділялися на секції лівого і правого бортів повздовжньою переділкою. Недоліком більш ранніх моделей було те, що вільна поверхня рідинного вантажу, внаслідок бовтання нафти з боку в бік могла привести до перевертання судна. Поділ танків судна на невеликі резервуари практично ліквідував проблему вільних поверхонь. Підхід, який був вперше використаний у Свенових танкерах «Блиск» (Blesk), «Люмен» (Lumen) і «Люкс» (Lux) є універсальним і сьогодні.

У 1903 році брати Нобель побудували два нафтові танкери які працювали на двигунах внутрішнього згоряння, на відміну від старіших, які мали парові машини. Перший дизель-електричний танкер «Вандал» був здатний перевозити 750 довгих тонни переробленої нафти, він мав три дизельні двигуни потужністю по 120 кінських сил (89 кВт). Великий за розмірами танкер «Сармат» мав чотири дизельні двигуни по 180 к.с. Перший морський дизельний танкер «Мысль», місткістю 4500 тонн, був побудований російськими конкурентами Нобелів у Коломні. У відповідь Нобелі та Емануель і Карл Хагелін побудували танкер на 4600 довгих тонн гасу, з потужністю двигунів 1200 кінських сил (890 кВт).

Танкер «Глюкауф» (Gluckauf) – перший нафтовий танкер з двигуном внутрішнього згоряння (ДВЗ) – був великим кроком вперед в проектуванні танкерів (рис. 27). Інший проект полковника Свена став "справжнім родоначальником всіх наступних великотоннажних танкерів". Він включав можливість приводити в дію з палуби вантажні клапани, основні вантажні трубопроводи, лінії пари, коффердамі для додаткової безпеки, а також можливість заповнювати баластні цистерни з морською водою, коли судно в баласті (без вантажу).



Рис. 27 – «Глюкауф» перший нафтовий танкер з двигуном внутрішнього згоряння (ДВЗ)

У запущеному 17 квітня 1915 року бункеровнику USS «Maumee», з потужністю 14500 довгих тонн дедвейту, було вперше використано техніку заправки великих кораблів у морі. З початку Першої світової війни «Maumee» почав заправляти есмінці на шляху до Великої Британії.

Метод бункерування в морі швидко поширився. Одним із прикладів цьому є австралійський бункеровщик HMAS «Kurrumba», що надавав послуги бункерування в морі Королівському флоту Великобританії з 1917 по 1919 рік.

Після Другої світової війни танкери значно зросли в розмірах. Цьому сприяло декілька факторів. До 1956 року танкери розроблялися з обмеженням розмірів для проходження через Суецький канал. Після закриття каналу під час Суецької кризи 1956 року нафту почали транспортувати навколо мису Доброї Надії (Африканський континент), що створювало додаткові витрати. Судновласники зрозуміли, що більш ефективними в транспортуванні і, відповідно, торгівлі є великі танкери. Також вплинули націоналізація нафтопереробних заводів на Близькому Сході і жорстка конкуренція серед самих судновласників. З економічних міркувань було зрозумілим, що чим більші розміри має танкер, тим дешевше він може транспортувати сиру нафту, і тим краще може задовольнити зростаючий попит на неї. У той час як типовий танкер часів Другої світової війни T2 мав довжину 162 м (532 фути) і потужність 16500 DWT, ультра-великий танкер для сирової нафти (ULCC) побудований в 1970-ті роки мав довжину більше ніж 400 м (1300 футів) і потужність 500000 DWT.

Бар'єр 100000 довгих тонн важкої водотоннажності у 1958 році перебрав танкерний магнат Сполучених Штатів Даніел К. Людвіг. Його найбільший танкер на той момент «Universe Apollo» вміщував 104500 довгих тонн, що на 23% більше порівняно з попереднім рекордсменом, «Universe Leader», який також належав йому.

Найбільший у світі супертанкер «Seawise Giant» був побудований в 1979 році на Оппама верфі в Sumitomo Heavy Industries, Ltd (у 1989 році перейменований в «Happy Giant», в 1991 році – в «Jahre Viking», в 1999 році – в «Knock Nevis»). Судно довжиною 458,45 м (1504,1 футів) з осадкою 24,61 м (80,74 футів) мало 46 танків, його потужність дорівнювала 564 763 DWT (рис. 28).



**Рис. 28 – Один з найбільших супертанкерів «Seawise Giant»
побудований в 1979 році
(в 1999 році перетворений в постійно пришвартований
танкер-накопичувач «Knock Nevis»)**

Після резонансних аварій наприкінці XX століття всі сучасні танкери почали будувати з подвійною обшивкою. Одним з основних компонентів архітектури танкера, є конструкція корпусу або зовнішній корпус. Танкер з одним зовнішнім корпусом, що розділяє нафтопродукти і океан називається *однокорпусним*. У 2010 році Організація Об'єднаних Націй прийняла рішення відмовитися від однокорпусних танкерів. Всі нові танкери будуються з подвійним корпусом, тобто з додатковим простором між корпусом і резервуарами. Гібридні конструкції, такі як з подвійним дном і двосторонні поєднують аспекти однокорпусного і конструкцій з подвійним корпусом. Всі однокорпусні танкери будуть заборонені по всьому світу до 2026 року, відповідно до Міжнародної конвенції по запобіганню забруднення з суден (МАРПОЛ) 1973 року.

Сьогодні танкери після трубопроводів є найбільш економічно ефективним способом транспортування нафти і нафтопродуктів. Більше третини світового видобутку нафти транспортується на світові ринки за допомогою танкерів.

Основні технічні елементи водного транспорту нафти і нафтопродуктів такі:

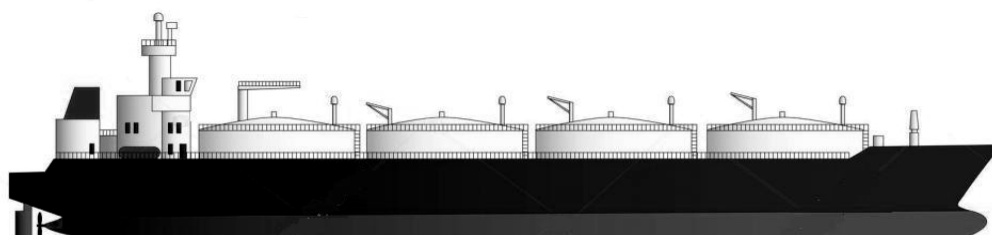
- 1) нафтоналивні судна (самохідні або з буксиром);
- 2) причальні пристрої в пунктах відправлення та прибуття нафтовантажів;
- 3) пристрої для наливання і зливання нафтопродуктів.

Для перевезення нафтовантажів використовуються суховантажні й наливні судна. Суховантажними суднами вантаж перевозиться безпосередньо на палубі переважно у бочках. Нафтоналивними суднами перевозять нафту і нафтопродукти в трюмах, а також у танках (баках), розміщених на палубі.

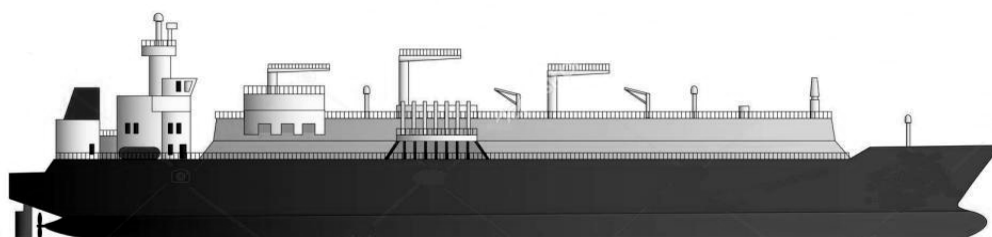
Нафтоналивні судна. Розрізняють такі типи нафтоналивних суден:

- танкери морські та річкові;
- баржі або ліхтери (самохідні й несамохідні) морські та річкові.

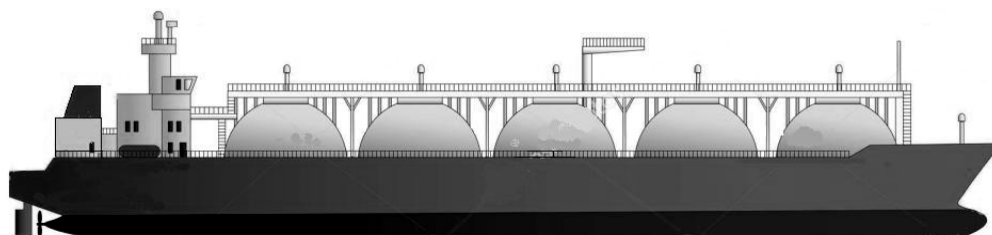
Танкером називається морське самохідне нафтоналивне судно, що складається з жорсткого металевого каркаса, до якого кріпиться металева обшивка. Корпус судна поздовжніми та поперечними непроникними переділками ділиться на ряд відсіків. Це забезпечує його непотоплюваність, зменшує гідравлічні удари при качці, збільшує пожежну безпеку, поліпшує умови експлуатації. Вантажопідйомність танкера досягає 500 МН і більше. Танкери використовуються для перевезення як нафти так і газу (рис. 29).



А



Б



В

Рис. 29 – Нафтовий танкер (А) і газові танкери (Б, В)

Несамохідне судно називається *морською баржею*, або *ліхтером*. Баржі, що перевозять нафту по річках, також можуть бути самохідними й несамохідними.

На рис. 30 показана загальна схема танкера. Його корпус має три основні частини: носову (форпик), середню (танки) і кормову (ахтерпик). Середня – найбільша за своїми розмірами частина танкера зайнята відсіками-ємностями (танками) для вантажу. У сучасних морських танкерах об'єм одного танка має місткість 600 – 1500 м³. Для запобігання потраплянню випарів нафти і нафтопродуктів у господарчі й машинне відділення середня частина танкера відокремлена від носового і кормового відсіків здвоєними непроникними переділками, які утворюють порожнину шириною до 1,5 м та називаються *кофердамом*. Кофердами можуть заповнюватися водою, створюючи таким чином подобу водяних стінок, що відокремлюють зону розташування вантажних танків від інших частин судна. Вантажні танки з'єднані між собою трубопроводами, що проходять від насосного відділення по днищу танка. Крім того, вони обладнуються підігрівниками, установками для вентиляції та пропарювання танків, засобами пожежогасіння й ін.

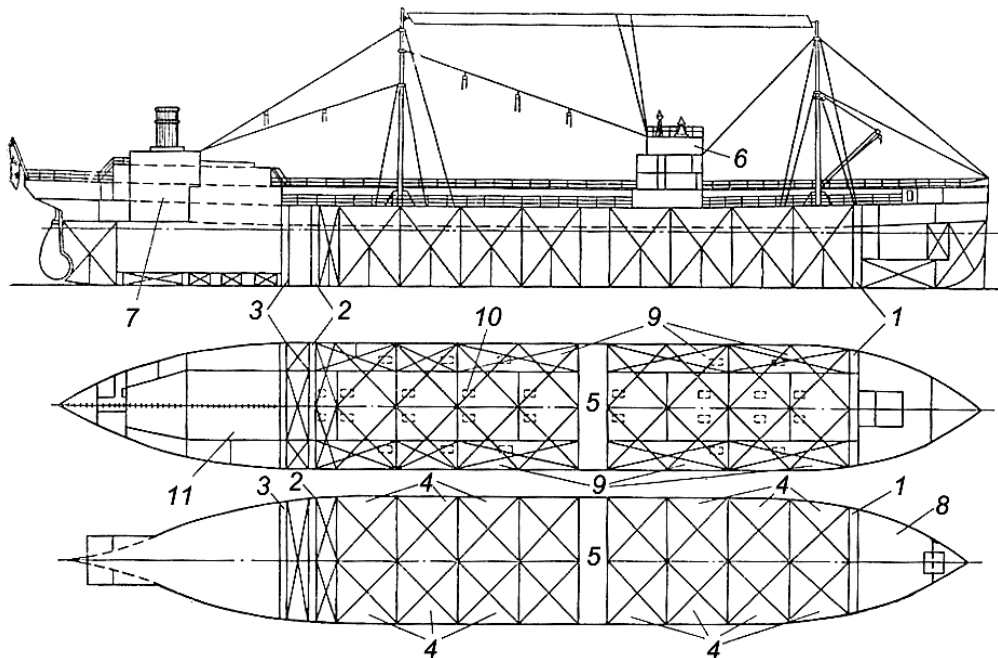


Рис. 30 – Схема танкера

- 1 – кофердам № 1; 2 – кофердам № 2; 3 – паливна емність;
 4 – танки для продукта; 5 – насосне відділення; 6 – штурманський місток;
 7 – котельне відділення; 8 – суховантажний трюм; 9 – літні танки;
 10 – вантажні люки; 11 – машинне відділення

У кормовій частині розміщується машинне й котельне відділення, допоміжне обладнання (освітлення, водопостачання) та житлові приміщення. Котельне відділення слугує для опалення житлових і господарчих приміщень танкера, а на деяких танкерах і для підігрівання високов'язких або швидкозастигаючих нафтопродуктів, що транспортуються.

У носовій частині танкера розміщується трюм для перевезення нафтопродуктів у тарі й сухих вантажів, а також відділення для господарчих вантажів.

У середній частині розташовано насосне відділення, сполучене з усіма танками системою трубопроводів.

Поздовжніх переділок у танкера буває одна, дві або три. Кількість поперечних переділок залежить від загальних розмірів судна і його вантажопідйомності.

Люки танків закриваються герметичними кришками на гумових прокладках. Щоб уникнути перевищення допустимого тиску при змінах температури нафтовантажу танки мають газовідвідні труби та дихальні клапани. У танкерів, призначених для перевезення високов'язких і швидкозастигаючих нафтопродуктів, танки забезпечуються паропідігрівниками у вигляді змійовиків.

Щоб уникнути негативних наслідків температурних коливань об'єму рідини, що перевозиться, над танками розміщують вільно сполучену з ними розширювальну шахту (рис. 31). Розширювальна

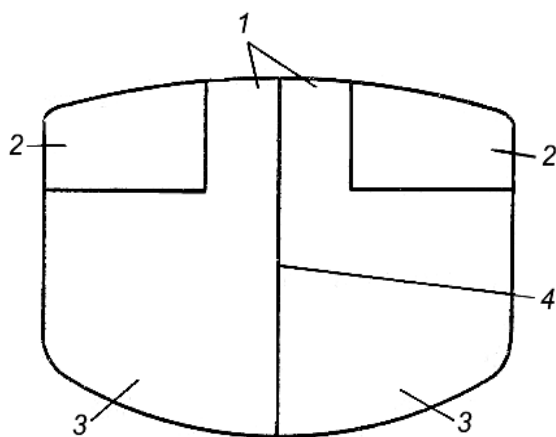


Рис. 31 – Розширювальні шахти танкера

- 1 – розширювальні шахти;
2 – літні танки; 3 – основні танки;
4 – поздовжня переділка*

шахта являє собою вертикальну щілину, яка йде вздовж усього танкера. Ця щілина поділена на секції, кількість котрих залежить від кількості танків. Під час наливання танк заповнюють нафтопродуктом повністю, а розширювальну шахту – частково; унаслідок чого вона слугує для танка температурним компенсатором. При розширенні нафтопродукту від нагрівання надлишок його витісняється в шахту, а при зменшенні об'єму нафтопродукту від охолодження вільної порожнини в танку не утво-

рюється. Тому роль розширювальної шахти подібна до ролі ковпака залізничної цистерни.

Незаповненість розширювальної шахти не може викликати помітних гідравлічних ударів або погіршення стійкості танкера внаслідок невеликої ширини шахти і поздовжнього її розташування в танкері.

При проектуванні танкера призначеного для перевезення якогось певного нафтопродукту виникає питання компенсації змін об'єму нафтопродукту від коливань температури влітку й узимку.

Така компенсація необхідна для постійного використання повної розрахункової вантажопідйомності танкера, а від цього безпосередньо залежить ступінь його використання як транспортного засобу.

Для такої компенсації об'єму розширювальної шахти недостатньо. Тому доводиться поділяти всі танки на основні й літні, причому розрахунок вантажопідйомності танкера ведеться, виходячи із заповнення нафтопродуктом лише основних танків, але при максимальному, тобто зимовому значенні густини нафтопродукту. Літні ж танки залишаються взимку порожніми, збільшуючи плавучість судна. Їх заповнюють лише в літній час, коли густина нафтопродукту зменшується.

Розташування літніх танків по відношенню до основних танків неоднакове у різних танкерів. На рис. 30 показано розташування літніх танків у двопалубного танкера з однією поздовжньою переділкою. У цьому випадкові літні танки являють собою бортові відсіки, між якими знаходиться розширювальна шахта.

Для наливання і зливання нафтопродуктів передбачені навантажувально-розвантажувальні трубопроводи, наявні в кожному танку, які на палубі підключені до загального колектора. Система наливання та зливання може бути трубопровідною або перепускною.

При *трубопровідній* вантажній системі вся зона, зайнята танками, опоясується всмоктуючим трубопроводом, що прокладається по днищу танкера вздовж його поздовжніх діаметральних переділок. Цей трубопровід, як правило, складається з двох гілок – лівої та правої. Такі гілки на одному кінці, що йде в насосне відділення, з'єднані із всмоктуючим насосом та з напірним трубопроводом, прокладеним від викиду насосів на палубу. На інших кінцях гілки з'єднані між собою, утворюючи кільцеву трубопровідну магістраль. У кожний танк від кожної з двох гілок магістралі до днища танка відходить відросток труби.

Напірна магістраль розташовується на палубі й тому називається також *палубною*. Цю магістраль прокладають по кільцевій схемі або у вигляді одного трубопроводу, що йде від кормової до носової частини судна. На палубній магістралі є відростки, які закриваються засувками, для приєднання шлангів від берегових трубопроводів.

При *перепускній* системі наливання і зливання нафтопродуктів вхідні та напірні (палубні) магістралі відсутні. Зливні операції здійснюються шляхом перетікання продукту з танка в танк, а із суміжного з насосним відділенням танка за допомогою насоса направляється на берег чи в інше судно при вивантаженні на плаву.

Наливання нафтопродукту відбувається не в усі танки одночасно, а в один або декілька танків, розташованих усередині судна. Звідси він розтікається самопливом по всім танкам через відкриті під час наливання перебіркові отвори – клінкети.

Перепускна вантажна система простіша за трубопровідну, але має значні недоліки:

- 1) не дозволяє одночасно перевозити різні нафтопродукти;
- 2) неможливо проводити внутрішні перекачування нафтопродукту з одного танка в інший;
- 3) стікання нафтопродукту в кормові танки в кінці зливання, коли рівень рідини в танках знижений, різко сповільнюється.

Перепускна вантажна система має обмежене застосування і використовується в основному для танкерів, що здійснюють масові перевезення односторонніх малов'язких нафтопродуктів.

Для перекачування високов'язких нафтопродуктів на танкерах установлюються поршневі чи ротаційні насоси, а для малов'язких продуктів – відцентрові насоси.

На сьогодні накопичений значний досвід з перевезення танкерами зріджених вуглеводневих газів (ЗВГ). Морський транспорт зріджених вуглеводневих газів широко використовується у Великобританії, Данії, Італії, США, Франції, Японії та інших країнах.

У світовій практиці прийнято такий поділ танкерів за дедвейтом⁶: малотоннажні до 5 тисяч тонн, середньотоннажні до

⁶ З 2011 року двома найбільшими у світі робочими супертанкерами є танкери ТІ класу: супертанкери ТІ Еуропа і ТІ Океанія. Ці нафтоналивні кораблі було побудовано в 2002 і 2003 роках, як «Геллеспонт Альгамбра» (Hellasport Alhambra) і «Геллеспонт Тара» (Hellasport Tara) для грецької Пароплавної корпорації Геллеспонт. Кожен з них має максимальну довжину 380 м (1246,7 футів), вантажопідйомність 3166353 барелів

30 тисяч тонн, великотоннажні понад 30 тисяч тонн. У свою чергу великотоннажні танкери (рис. 33а, б, в) мають такі найменування:

- Supertanker 30-70 тис. т;
- Mammath tanker 70 – 150 тис. т;
- Very Large Crude Carrier (VLCC) – 150-300 тис. т;
- Ultra Large Crude Carrier (ULCC) – 300 – 800 тис. т;
- Megatanker – 1 млн т.

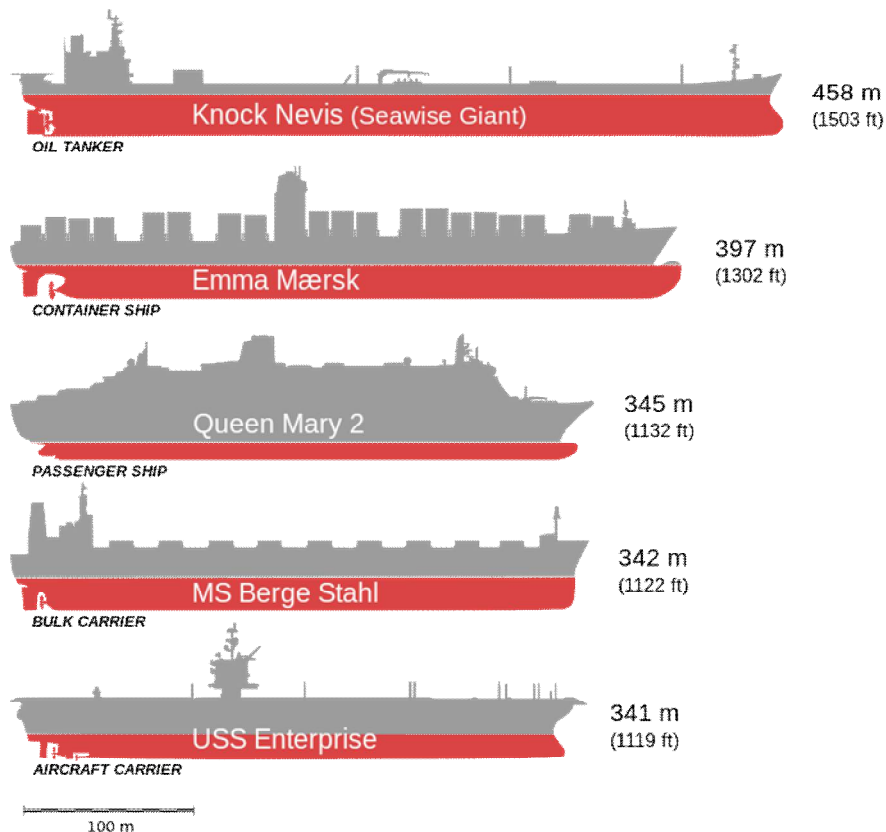


Рис. 33а – Порівняння найбільших кораблів світу

(503409900 л) і потужність понад 441500 DWT. Вони були першими ULCCs (іноді V-Плюс) з подвійним корпусом.

Сьогодні нафтоналивні танкери транспортують широкий спектр рідких вуглеводневих продуктів, починаючи від сирої нафти і до бензинів найвищої якості. Їх розміри вимірюються в дедвейт тоннах (DWT). Танкери, що транспортують сиру нафту, є одними з найбільших, у діапазоні від 55000 DWT Панамакс (англ. *Panamax*), до надвеликих танкерів перевізників сирої нафти (ULCCs) понад 440000 DWT.

Термін "Супертанкер" є неофіційним терміном, який використовується для опису великих танкерів. Сьогодні він застосовується по відношенню до дуже великих танкерів, що транспортують сиру нафту VLCC і ULCCs, потужністю понад 250000 DWT. Ці кораблі можуть перевозити 2 млн. барелів (320000 м³) нафти / 318000 метричних тонни. Для порівняння, загальна витрата нафтопродуктів в Іспанії та Сполученому Королівстві в 2005 році становила близько 3,4 млн. барелів (540 000 м³) нафти на день.



Рис. 33б – Супертанкер класу ULCC TI «Helespont Tara» (в даний час «TI Asia»), який є найбільшим морським судном у світі



Рис. 33в – Супертанкер AbQaiq. Дедвейт 302986 тонн

Річкові танкери порівняно з морськими мають відносно невелику вантажопідйомність. Вони також подібно до морських суден і мають поділ на відсіки.

Морські баржі (ліхтери) застосовуються для перевезення нафтовантажів на великі відстані, для рейдових операцій з навантаження і розвантаження танкерів із глибокою посадкою, які не можуть підійти безпосередньо до причалів берегової нафтобази, а також для каботажних перевезень нафтовантажів. Вони мають вантажопідйомність 10000 т і більше.

Зливно-наливні операції здійснюються за допомогою насосів, установлених на ліхтерах, або на плавучій насосній станції.

Для далеких перевезень використовуються ліхтери вантажопідйомністю до 10000 т і вище, які буксируються танкерами чи суховантажними судами. Для рейдових операцій будують самохідні й несамохідні ліхтери.

Вантажні трубопроводи та допоміжне обладнання у ліхтерів такі ж, як і у танкерів.

Річкові баржі застосовуються для перевезення нафтопродуктів внутрішніми водними шляхами. Тому їх корпус менш міцний, ніж у морських барж. Річкові баржі бувають самохідними й несамохідними, котрі переміщують за допомогою буксирів або штовхачів.

Їх виготовляють вантажопідйомністю від 100 до 12000 т. Незважаючи на різноманітність типів і розмірів, всі річкові баржі мають однакове розташування їх основних частин. Подібно танкеру їх внутрішня порожнина розбита поздовжніми й поперечними переділками на окремі відсіки, кількість яких може досягати 50. Як правило, річкові баржі забезпечені перепускною вантажною системою з магістральним трубопроводом для зачищення відсіків після вивантаження баржі.

Самохідні річкові баржі застосовуються здебільшого для перевезення бензину і мають невеликі розміри порівняно з великими несамохідними баржами.

Пристрої для наливання та зливання суден. Для того щоб налити нафтопродукт у судно або вивантажити його із судна, необхідно забезпечити надійне сполучення його вантажної системи з береговою нафтоємністю і мати обладнання для наливання і зливання.

Вантажні операції за місцем їх здійснення бувають *береговими* і *рейдовими*. При берегових операціях судно під час наливання чи зливання стоїть біля причальних пристроїв, а при рейдових вантажні операції здійснюються на рейді, тобто при віддаленні судна від берега (рис. 34, 35).

Наливання і зливання нафтопродуктів біля берега відбувається в спеціальних відокремлених гаванях, які називаються *нафтогавані*. Нафтогавань повинна мати достатню водяну поверхню (акваторію) і глибину для причалювання й маневрування нафтоналивних суден.

Споруда для причалювання суден і зв'язку їх з берегом у загальному випадку називається *пристанню* або *пірсом*. Пристань чи пірс можуть мати один, два та більше причалів, забезпечених спеціальними причальними пристроями.

Від нафтопричалів до берегових резервуарів прокладають трубопроводи. Перекачування продукції з резервуарів у судна, а також із суден у резервуари здійснюється за допомогою берегових насосних станцій (якщо судна не мають насосів). З'єднання берегових

трубопроводів із судновими відбувається за допомогою шлангів або шарнірних елементів.



Рис. 34 – Завантаження нафти в танкер



Рис. 35 – Схема плавучої установки для видобутку, зберігання і відвантаження нафти
(англ. *Floating Production, Storage and Offloading (FPSO)*)

На річкових пристанях (іноді й на морських) для зливання продукції широко використовують плавучі насосні станції. При цьому судна причалюють до насосної станції, яка розміщується біля причалу. Вхідні трубопроводи насосної станції сполучають з вантажною системою судна, а викидні – з береговими трубопроводами. Після цього за допомогою насосів продукція перекачується із судна в берегові резервуари.

Плавуча насосна станція – це річкове чи морське судно, на якому змонтовано насоси (два або більше). Таку станцію застосовують для проміжних перевантажень нафтопродукції на плаву.

Якщо будівництво морського нафтопричалу ускладнене чи економічно нецільне, наливання танкерів здійснюється на деякій відстані від берега по підводному трубопроводу. Трубопровід прокладається від берегової

насосної станції по морському дну до найближчої від берега акваторії, де достатня глибина для стоянки танкера під час наливання. Довжина підводного трубопроводу може досягати декількох кілометрів.

Підводний трубопровід забезпечується шлангом, кінець якого прикріплений до плавучого буя. Поряд із цим буєм розташовуються причальні буї, закріплені тросами до мертвих якорів.

Перевагами водного транспорту є:

- відносна дешевизна перевезень;
- велика пропускна здатність водних шляхів.

До недоліків водного транспорту належать:

- сезонність перевезень річковими і частково морськими шляхами, що викликає необхідність створювати великі запаси нафтовантажів;
- повільне просування вантажів (особливо вгору за течією річок);
- неможливість повністю використовувати тоннаж суден за необхідності перекидання спеціальних нафтопродуктів у невеликих кількостях;
- порожні рейси суден у зворотному напрямку.

Автомобільне транспортування нафти, нафтопродуктів та скрапленого газу

Автотранспортом можна перевозити всі типи вуглеводневих рідин. Його застосовують для транспортування нафтопродуктів і зріджених вуглеводневих газів.

Автомобільний транспорт широко використовується при перевезеннях нафтопродуктів з розподільних нафтобаз безпосередньо споживачам. Цей вид транспорту найефективніше використовується в районах, у які неможливо доставити нафтопродукти залізницею або водним шляхом, для завезення нафтовантажів споживачам, віддаленим на невелику відстань від джерел постачання (наливних пунктів, складів і баз). Наприклад, автотранспортом відвантажуються нафтопродукти з нафтобаз в автогосподарства, на автозаправні станції, в сільські склади пального.

Автоперевезення нафтовантажів здійснюються в автомобільних цистернах, а також у тарі (нафтопродукти – в контейнерах, бочках, каністрах, бідонах; зріджені вуглеводневі гази – в балонах).

Автоцистерни, у котрих перевозять нафтопродукти (рис. 36), оснащуються таким обладнанням: патрубком для наливання нафтопродукту, дихальним клапаном, показчиком рівня, клинковою швидкодіючою засувкою для зливання палива, двома шлангами з наконечниками і насосами з механічним приводом. Об'єм окремих автоцистерн досягає 25 м³. Усередині цистерни встановлені поперечні

й поздовжні хвилерізи для зменшення сили ударної хвилі рідини під час руху автомобіля.



Рис. 36 – Автоцистерна з автопричепами

Для забезпечення пожежної безпеки на автоцистернах установлюють вогнегасники і пристрої для заземлення цистерн і шлангів з метою відведення статичної електрики, яка може утворитися під час зливно-наливних операцій з нафтопродуктами.

У практиці нафтонавантажувального автотранспорту широко застосовують цистерни на автопричепам, що підвищує ефективність використання цього виду транспорту (рис. 36).

Для заправки паливом автотранспортних засобів, які функціонують на віддалі від нафтобаз і заправних станцій, а також сільськогосподарських машин та літаків застосовують спеціальні автоцистерни, обладнані комплектом насосно-роздавальних пристроїв. Такі автоцистерни називаються *автопаливозаправниками*.

Управління обладнанням паливозаправника відбувається з кабіни водія, де розміщені важелі включення насоса, засувки і вентилі, необхідні для виконання операцій із приймання, роздачі й перекачування палива, а також контрольно-вимірювальні прилади.

Автопаливозаправники виготовляють із цистернами об'ємом 4 – 16 м³.

Контейнери – металеві або еластичні гумотканинні місткості об'ємами 2,5 і 4 м³ (відомі гумотканинні контейнери об'ємом до 20 м³), у яких нафтопродукти доставляються споживачам без перекачування в стаціонарні сховища. Після прибуття до місця

призначення контейнери вивантажують з автомобілів за допомогою кранів. Особливість контейнерних перевезень полягає в тому, що місткості-цистерни не закріплюються за автомобілем. Вони можуть слугувати як транспортною місткістю, так і тимчасовим сховищем. Такі перевезення досить зручні для віддалених від транспортних магістралей районів та при організації польових пересувних складів.

З дрібної тари найбільш поширені бочки й бідони.

Бочки зручні в експлуатації та їх широко застосовують для доставки нафтопродуктів з нафтобаз споживачам. В окремих випадках доставка нафтопродуктів у бочках є єдиним способом задоволення потреб віддалених районів, які не мають залізничних і водних сполучень. Розрізняють два основні типи бочок – металеві об'ємом 0,05 – 0,5 м³ для транспортування рідкого палива (бензину, гасу та ін.) і фанерні (штамповані) об'ємом 0,05 м³ для перевезення в основному консистентних мастил.

Бідони застосовують двох типів: металеві й метало-фанерні. Металеві бідони об'ємом 0,005 – 0,062 м³ для перевезення бензину виготовляють з білої жерсті прямокутної та циліндричної форм. Метало-фанерні бідони для перевезення консистентних мастил виготовляють об'ємом 0,016 м³ з фанерним корпусом і металевим штампованим днищем. Такі бідони, покриті зсередини бензостійким матеріалом, використовуються також для рідких мастил.

Для перевезення рідких нафтобітумів, а також мастил застосовують *металеві гофровані барабани* або *мішки* з обгорткового паперу. Використовується також поліетиленова тара.

Для наливання світлих нафтопродуктів в автоцистерни, бочки, бідони й іншу дрібну тару застосовують наливальні пристрої.

Масла і мастила відпускають у розфасованому вигляді. Наливання в автоцистерни здійснюється через автоналивні пристрої – автоестакади та автоколонки. Наливання нафтопродуктів у бочки, бідони й іншу тару здійснюються в спеціальних приміщеннях – розливних (розфасовувальних), обладнаних роздавальними пристроями.

Заправку нафтопродуктів в автотранспорт проводять на автозаправних станціях (АЗС), які розташовуються біля нафтобаз, чи на автотранспортних магістралях. При цьому місткості заповнюються за допомогою трубопроводу, прокладеного від нафтобази, або за допомогою автоцистерн.

Залежно від призначення та місця розташування автозаправні станції поділяються на міські, дорожні, паркові, сільські, пересувні.

Міські АЗС розташовують на міських магістралях, площах і в районах великих автобаз та стоянок автотранспорту. Сільські АЗС розміщують, як правило, в районних центрах, а дорожні – на основних автомагістралях. Пересувні заправні станції тимчасово розміщують на автомобільних дорогах, у місцях скупчення автомобілів, на будівельних майданчиках, у польових станах, на туристських маршрутах, у передмістях тощо. Катери й моторні човни заправляють як пересувні автозаправні станції, так і плавучі, обладнані на катерах.

Перевагами автомобільного транспорту нафтовантажів є:

- велика маневреність;
- швидкість доставки;
- можливість завезення вантажів у пункти, значно віддалені від водних та залізничних шляхів;
- всесезонність.

До недоліків автомобільного транспорту нафтовантажів відносять:

- обмежену місткість цистерн;
- відносно високу вартість перевезень;
- наявність порожніх зворотних пробігів автоцистерн;
- значну витрату палива на власні потреби.

Нафтобазове господарство

Нафтобазою називається комплекс споруд і установок для зберігання, прийому та відпуску нафтопродуктів.

Нафтобази розрізняють:

- за характером операцій – перевалочні, розподільні, перевалочно-розподільні й призаводські;
- за способом постачання – водні (морські та річкові), залізничні, трубопровідні, автотранспортні;
- за номенклатурою нафтопродуктів і нафт, що зберігаються.

Залежно від сумарної місткості резервуарів та тари для зберігання нафти і нафтопродуктів нафтобази поділяються на три категорії:

- I – понад 100000 м³;
- II – від 20000 до 100000 м³;
- III – до 20000 м³.

Нафтобази також поділяються за характером своєї оперативної діяльності та умовами завезення і вивезення нафтопродуктів:

- перевалочні нафтобази;
- сировинні й товарні при заводських нафтобаз;
- завізні нафтобази;
- розподільні тощо.

Існує багато нафтобаз змішаного типу, які одночасно виконують перевалочні, завізні й розподільні операції.

На нафтобазах здійснюють такі основні операції:

- 1) прийом нафтопродуктів, що доставляються на базу в залізничних цистернах, нафтоналивних судах, по трубопроводах тощо;
- 2) зберігання нафтопродуктів у резервуарах і тарних сховищах;
- 3) відпускання великих партій нафтопродуктів у залізничні цистерни, нафтоналивні судна, трубопроводи;
- 4) відпускання малих об'ємів нафтопродуктів дрібним споживачам через розливні автоколонки і тарні склади в контейнери, бочки, бідони;
- 5) підігрівання застигаючих та в'язких нафтопродуктів у резервуарах, залізничних цистернах, нафтоналивних судах, трубопроводах.

Крім того, на нафтобазах можуть виконуватися і допоміжні операції: очищення, освітлення й регенерація мастил, виготовлення дрібної тари і т.п. На сировинних заводських нафтобазах за необхідності роблять зневоднення й знесолення сирих нафт.

Залежно від потужності нафтобаз та обсягу виконуваних операцій кількість і характеристика окремих споруд та об'єктів виробничого й допоміжного призначення, які входять до загального комплексу нафтобаз, можуть бути різними.

На рис. 37 наведена приблизна схема великої змішаної нафтобази.

Територія нафтобази розбивається на шість зон:

- I* – зона прийому та відпуску нафтопродуктів;
- II* – зона зберігання;
- III* – оперативна зона;
- IV* – зона допоміжних технічних споруд;
- V* – адміністративно-господарська зона;
- VI* – зона очисних споруд.

нафтопродуктів у тарі; складські приміщення; котельня для постачання парю силових установок, а також підігрівання нафтопродуктів та опалення приміщень; механічна майстерня; бондарний цех; електростанція або трансформаторна підстанція; водонасосна з резервуарами чи водонапірною баштою.

Зона адміністративно-господарських споруд включає в себе контору з прохідною, пожежне депо, будівлю охорони нафтобази, гараж.

У зоні очисних споруд розташовуються об'єкти для очищення зливних вод і збору пролитих на території нафтобази продуктів. До складу споруд цієї зони входять піско-, нафтовловлювач, аварійний амбар, муловий майданчик.

Усі об'єкти нафтобази(котельні, насосні, естакади) з'єднані між собою промисловими комунікаціями, до яких відносять електричну мережу, водопровід, парову мережу і т.п.

На рис. 37 рух нафтопродуктів на складі показано суцільною лінією, а шлях транспорту – пунктирною лінією.

До складу кожної нафтобази можуть уходити не всі перелічені об'єкти. Так, чисто перевалочні бази, як правило, не мають споруд третьої зони; нафтобази, що мають справу лише зі світлими нафтопродуктами, можуть не мати котельних установок, не на всіх нафтобазах є бондарські майстерні, регенераційні установки і т.п. Але основний комплекс споруд: зливні й наливні пристрої, резервуарний парк, насосна, засоби пожежогасіння, механічна майстерня обов'язково наявні на всіх великих нафтобазах.

Контрольні питання

1. *Який транспорт застосовується для транспортування нафти й нафтопродуктів?*
2. *Опишіть трубопровідний транспорт природного газу. Назовіть перші 5 країн з найбільшою протяжністю газопроводів.*
3. *Опишіть трубопровідний транспорт нафти. Назовіть перші 5 країн з найбільшою протяжністю нафтопроводів і нафтопродуктопроводів.*
4. *Опишіть залізничний транспорт вуглеводнів.*
5. *Опишіть автомобільний транспорт вуглеводнів.*
6. *Опишіть водний транспорт вуглеводнів.*

7. Назвати перші магістральні газопроводи, які споруджено на території України? Коли споруджено перші магістральні газопроводи на території України?

8. Який рік і чому його прийнято вважати роком заснування газотранспортної галузі України?

9. Коли і який перший магістральний нафтопровід побудовано на території України?

10. На які групи поділяються нафтогазотрубопровідні системи за їх призначенням? Які нафтогазотрубопровідні системи відносяться до магістральних нафтопроводів?

11. Які об'єкти з'єднують місцеві нафтогазотрубопровідні системи?

12. Для чого призначена головна нафтоперекачувальна станція? Які об'єкти є кінцевим пунктом магістрального нафтопроводу?

13. Назвіть основні параметри і робочі характеристики, які характеризують магістральний трубопровід.

14. Які сховища використовують для зберігання природного газу?

15. Які сховища використовують для зберігання скраплених природних газів?

16. Які за конструкцією бувають залізничні цистерни для перевезення нафти й нафтопродуктів? Яке обладнання та пристрої необхідні для транспортування нафтовантажів у залізничних цистернах?

17. Яких типів бувають завантажувально-розвантажувальні залізничні естакади залежно від здійснюваних операцій? З яких технологічних елементів складається наливна залізнична естакада?

18. Назвати основні технологічні засоби, які застосовуються при водному транспортуванні нафти і нафтопродуктів.

19. Назвати типи нафтоналивних суден. З якою метою на танках нафтоналивних суден встановлюють газовідвідні труби і дихальні клапани?

20. Який об'єкт називають нафтобазою? Які види нафтобаз бувають за характером їх роботи? На які зони розбивається територія нафтобази?

Лекція 3

КОМПАРАТИВІСТСЬКА І ЛОГІСТИЧНА ЗАДАЧІ В ТЕОРІЇ ТРАНСПОРТУ

Компаративне порівняння видів транспорту нафти і газу. Економіка різних видів транспорту. Логістична задача транспорту нафти і газу. Використання теорії графів у транспорті вуглеводнів. Приклади розв'язання задач. Графи. Дерева графів. Екстремальні задачі на графах.

Компаративне порівняння видів транспорту нафти і газу

Економіка різних видів транспорту. При різних видах транспортування вуглеводнів капітальні та експлуатаційні витрати, що використовуються для вибору оптимального способу транспортування, визначаються за збільшеними показниками.

Економіка трубопровідного транспорту. Капітальні витрати при трубопровідному транспорті визначають за формулою:

$$K_{TR} = C_D \cdot L + C_{Г.Н.С.} + C_{П.Н.С.Р.} \cdot \frac{L}{l} + \left(\frac{n - L}{l - 1} \right) \cdot C_{П.Н.С.}, \quad (3.1)$$

де K_{TR} – капітальні витрати при трубопровідному транспорті;

C_D – вартість одиниці довжини трубопроводу;

L – довжина трубопроводу;

$C_{Г.Н.С.}$ – вартість головної насосної станції;

$C_{П.Н.С.Р.}$ – вартість проміжної насосної станції, яка розміщується на межі двох експлуатаційних ділянок з резервуарним парком;

l – довжина експлуатаційної ділянки;

n – кількість насосних станцій;

$C_{П.Н.С.}$ – вартість проміжної насосної станції, яка розміщується на межі двох експлуатаційних ділянок без резервуара парку;

Попередньо по заданій річній пропускній здатності з таблиці залежностей значень діаметра трубопроводу від його пропускної здатності визначають рекомендований діаметр, а потім, знаючи капітальні витрати на лінійну частину для даного діаметра трубопроводу і капітальні витрати на насосні станції, визначають приведені

витрати. Число перекачувальних станцій визначають технологічним розрахунком трубопроводу.

Економіка залізничного транспорту. Оскільки варіант будівництва нової залізниці для транспортування вуглеводневих вантажів за економічними показниками явно поступається варіанту спорудження магістрального трубопроводу, тут можна розглядати тільки використання вже існуючої залізниці між кінцевими пунктами транспорту. При цьому враховуються тільки капітальні витрати на розширення парку локомотивів і вагонів-цистерн, викликані новим вантажопотоком. Зазвичай цього буває достатньо, щоб виявити перевагу трубопровідного варіанту. Проте, якщо в результаті таких розрахунків вийде, що вигідніше залізничний транспорт, слід зробити уточнений розрахунок з урахуванням витрат на спорудження зливоналивних естакад, розширення станційних колій, а також таких факторів, як збитки від скорочення перевезень вантажів і т. д.

Отже:

$$K_{ж.д.} = C_{ц} \cdot \varphi + C_z \cdot z, \quad (3.2)$$

де $K_{ж.д.}$ – капітальні витрати при залізничному транспорті;

$C_{ц}$ – вартість однієї цистерни;

C_z – вартість одного локомотива;

φ – необхідна кількість цистерн;

z – необхідна кількість локомотивів.

$$\varphi = \frac{G}{q \cdot \rho \cdot n_{\varphi}}, \quad (3.3)$$

де G – кількість продукту, що підлягає транспорту протягом року;

q – місткість однієї цистерни;

ρ – густина продукту;

n_{φ} – оборотність (кількість оборотів за рік) цистерни.

$$n_{\varphi} = \frac{365}{\tau}, \quad (3.4)$$

де τ – повний час обороту однієї цистерни.

$$\tau = (2 \cdot \tau_{ДВ} + \tau_{П-В}) \cdot \square_{Ж.Д}, \quad (3.5)$$

де $\tau_{ДВ}$ – час руху цистерни в одному напрямку, включаючи простої на станціях, роз'їздах і пунктах сортування;

$\tau_{П-В}$ – тривалість навантаження і вивантаження;

$\square_{Ж.Д}$ – коефіцієнт нерівномірності роботи залізничного транспорту та врахування інших непередбачених обставин.

$$\tau_{ДВ} = \frac{L_{Ж.Д}}{l_{Ж.Д}}, \quad (3.6)$$

де $L_{Ж.Д}$ – відстань перевезення залізницею;

$l_{Ж.Д}$ – середньодобовий пробіг цистерни ($l_{Ж.Д} = 200 \div 250$ км/добу).

$$Z = \frac{Ц}{Ц_M}, \quad (3.7)$$

де $Ц_M$ – кількість цистерн у маршруті.

Економіка водного транспорту. У розрахунку капітальних витрат (розглядається тільки річковий транспорт) не враховуються витрати на розширення та будівництво нових портів і причалів, пристроїв зливу і наливу продуктів, роботи з поглиблення дна річкових трас.

$$K_B = K_{БАРЖ} + K_B + K_P, \quad (3.8)$$

де K_B – капітальні витрати при водному транспорті;

$K_{БАРЖ}$ – капіталовкладення у спорудження барж;

K_B – капіталовкладення у спорудження буксирів;

K_P – капіталовкладення у спорудження берегових резервуарів.

$$K_{БАРЖ} = C_{БАРЖ} \cdot \Gamma, \quad (3.9)$$

де $C_{БАРЖ}$ – витрати на одиницю вантажопідйомності баржі (танкера);

Γ – загальна вантажопідйомність всіх барж, необхідна для здійснення заданого вантажопотоку.

$$\Gamma = \frac{G}{n_{\text{БАРЖ}}}, \quad (3.10)$$

Де G – кількість продукту, що підлягає транспорту протягом року;

$n_{\text{БАРЖ}}$ – число повних рейсів (оборотів) в рік однієї баржі.

$$n_{\text{БАРЖ}} = \frac{\tau_H}{\tau}, \quad (3.11)$$

де τ_H – тривалість навігаційного періоду;

τ – повний час обороту однієї баржі.

$$\tau = \left[L_B \cdot \left(\frac{1}{l_1} + \frac{1}{l_2} \right) + \tau_{\text{П-В}} \right] \cdot \kappa_B, \quad (3.12)$$

де L_B – відстань перевезення по воді;

l_1, l_2 – швидкість руху (добовий хід) каравану барж (танкерів) відповідно вгору і вниз за течією;

$\tau_{\text{П-В}}$ – тривалість навантаження і вивантаження суден;

κ_B – коефіцієнт нерівномірності роботи водного транспорту, що враховує затримки в подачі порожніх барж під навантаження, в приході буксирів за налитими і порожніми баржами, затримки на перекатах, при шлюзуванні і т. д.

Для самохідних суден середня швидкість руху може бути прийнята рівною 350 км/добу. Якщо баржі несамохідні і потребують буксирування, то вартість буксирів обчислюють за формулою:

$$K_B = C_B \cdot N_B, \quad (3.13)$$

де C_B – вартість буксира, що припадає на одиницю його потужності;

N_B – потужність всіх буксирів.

$$N_B = P_{\text{БАРЖ}} \cdot \Gamma, \quad (3.14)$$

де $P_{\text{БАРЖ}}$ – потужність, необхідна для буксирування одиниці маси вантажу ($P_{\text{БАРЖ}} = 0,06 \div 0,12$ кВт/т).

Капітальні витрати на берегові резервуарні парки:

$$K_P = C_P \cdot V_o, \quad (3.15)$$

де C_P – вартість одиниці об'єму резервуарів;

V_o – обсяг резервуарних парків.

Теоретичний об'єм резервуарних парків на обох кінцях траси перевезення визначається за формулою:

$$V = \frac{2 \cdot G}{\rho} \cdot \frac{365 - \tau_H}{365 \cdot \varphi}, \quad (3.16)$$

де φ – коефіцієнт заповнення ємності ($\varphi = 0,95 \div 0,97$).

За державними стандартами уточнюють V_o – практичний об'єм резервуарів ($V_o > V$).

Експлуатаційні витрати при різних видах транспорту визначають за формулою:

$$\Xi_i = C_i \cdot G \cdot L_i, \quad (3.17)$$

де C_i – вартість перевезень, що припадає на 1 т·км транспортної роботи.

Слід мати на увазі, що відстань перевезення L_i між одними і тими самими пунктами при різних видах транспорту неоднакова: найкоротшою зазвичай є траса трубопроводу і найдовшою – річковий шлях.

При виборі найвигіднішого способу транспорту слід враховувати і варіанти комбінованих перевезень: частина залізницею і частина трубопроводом і т. д.

Логістична задача транспорту нафти і газу

Транспортна логістика – це система по організації доставки, а саме переміщення будь-яких вантажів або речовин з однієї точки в іншу за оптимальним маршрутом. Логістика – одна із основоположних напрямків науки про управління інформаційними і матеріальними потоками у процесі руху товарів.

Оптимальним вважається той маршрут, по якому можливо доставити логістичний об'єкт в найкоротші терміни (або передбачені терміни) з мінімальними витратами, а також з мінімальною шкодою для об'єкта доставки.

Шкодою для об'єкта доставки вважається негативний вплив на логістичний об'єкт як з боку зовнішніх чинників (умови перевезення), так і з боку часового фактора при доставці об'єктів, які підпадають під дану категорію.

Сьогодні у розвитку нафтовидобувної промисловості технологічний комплекс видобутку, переробки і транспортування нафти розглядається у вигляді поточкових процесів закінченого логістичного ланцюга видобуток-переробка-транспортування-збут.

Серед математичних методів, які можна використовувати для розрахунку основних характеристик складних розподілених систем, яким є комплекс видобутку, переробки і транспортування нафти та газу, виділяються мережі Петрі, Е-мережі, методи теорії графів. Крім того, для урахування імовірнісних властивостей розподілених систем можуть застосовуватися системи і мережі масового обслуговування.

Використання теорії графів у транспорті вуглеводнів

Для опису структур транспортування вантажів, зокрема, вуглеводнів застосовується теорія графів. Граф – графічна модель структури, яка складається з множини вершин і ребер (дуг), які символізують елементи і їх зв'язки. Теорія графів – це область дискретної математики, що займається дослідженням і вирішенням різноманітних задач, пов'язаних з графами. Для графа властиво те, що число шляхів, за якими можна пройти від однієї вершини до іншої, відрізняється різноманітністю. При цьому спостерігаються відмінності в тривалості цих шляхів. На ідеї скорочення шляху проходження між крайніми вершинами графа будується оптимізація структур.

Граф має дві форми представлення: графічну і матричну (рис. 38). При цьому матриця графа називається матрицею інцидентності. Граф – це фігура, що складається з точок (вершин) і з'єднують їх відрізків (ланок). Вершини графа – це точки на мережі, найбільш важливі для визначення відстаней або маршрутів руху. Ланки графа – це відрізки транспортної мережі, що характеризують наявність транспортного зв'язку між сусідніми вершинами. Ланки

графів характеризуються числами, які можуть мати різний фізичний зміст. Найчастіше це відстань, але може використовуватися, наприклад, і час руху. Орієнтовані у напрямку ланки графа називаються дугами. Фактично будь-яка неорієнтована ланка графа включає в себе дві рівноцінні, але протилежно спрямовані дуги. Залежно від того, всі або частина ланок мають напрямок, граф є орієнтованим або змішаним. У матриці наявність зв'язку фіксується одиницею, а її відсутність – нулем.

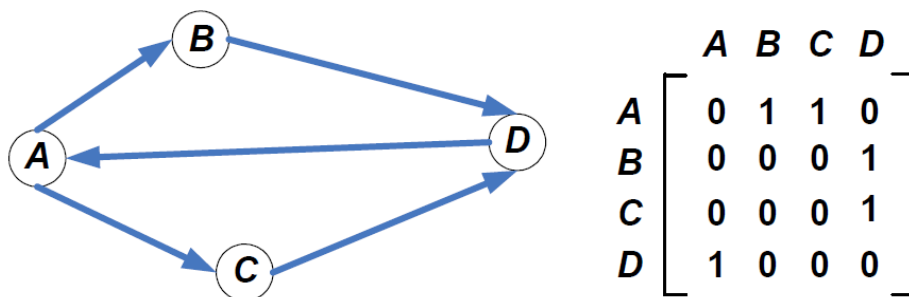
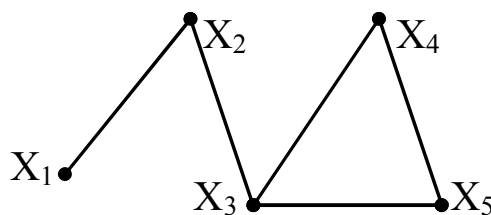


Рис. 38 – Граф і матриця інцидентності

Теорія графів одна з найнеобхідніших для розрахунків транспортних мереж, оскільки кожне ребро крім напрямлення може мати вагу, в тому числі комплексного типу.

Приклади розв'язання задач

1. Завдання: Для заданого графа (рис.)



Визначити:

- а) цикломатичне число;
- б) число внутрішньої стійкості;
- в) число зовнішньої стійкості;
- г) хроматичне число.

Рішення:

- а) цикломатичне число графа можна знайти за формулою:

$$\nu = N - n + p$$

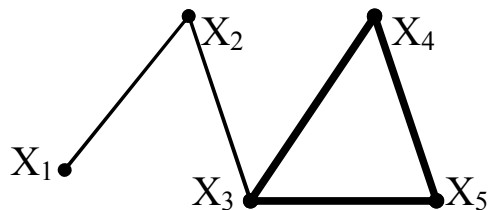
Число ребер графа: $N = 5$.

Число вершин графа: $n = 5$.

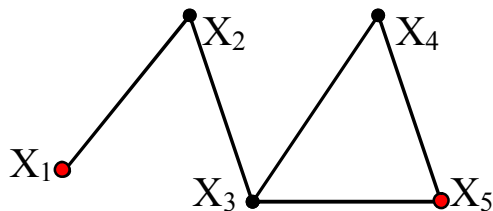
Граф є зв'язним, тому $p = 1$.

Тоді цикломатичне число графа $\nu = N - n + p = 5 - 5 + 1 = 1$.

Цикломатичне число дорівнює найбільшій кількості незалежних циклів. На рис. наочно показано, що у графа один цикл.



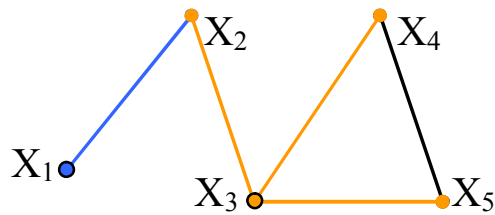
б) число внутрішньої стійкості показує максимальну кількість несуміжних вершин. У даного графа можна вибрати тільки по дві вершини, які не будуть суміжними і зможуть утворювати внутрішню стійку множину, наприклад: $\{x_1, x_3\}$, $\{x_1, x_4\}$, $\{x_1, x_5\}$, $\{x_2, x_4\}$, $\{x_2, x_5\}$. Будь-які три вершини між собою виявляються суміжними. Тому число внутрішньої стійкості графа $\alpha = 2$.



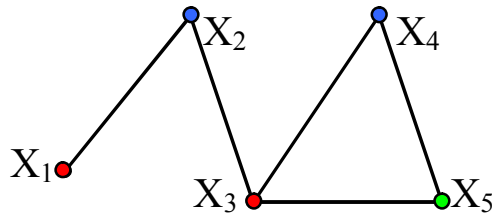
в) число зовнішньої стійкості показує мінімальне число вершин, які пов'язані з усіма іншими вершинами графа.

У графа немає однієї такої вершини, до якої б потрапляли ребра з усіх інших вершин. Тому одна вершина не зможе утворити зовні стійку множину, а от дві вершини зможуть. У даного графа у вершину x_3 потрапляють ребра з вершин x_2 , x_4 і x_5 , а вершину x_1 слід розглядати разом з вершиною x_3 , які разом і будуть утворювати стійку зовнішню множину $\{x_1, x_3\}$. Також будуть утворювати стійку множину вершини $\{x_1, x_4\}$, $\{x_1, x_5\}$, $\{x_2, x_3\}$, $\{x_2, x_4\}$, $\{x_2, x_5\}$.

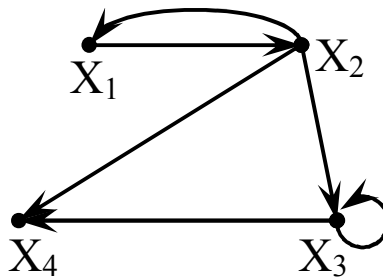
Більше двох вершин немає сенсу розглядати, тому що при знаходженні числа зовнішньої стійкості графа слід вибирати мінімальну кількість вершин, які утворюють зовні стійку множину. Таким чином, число зовнішньої стійкості графа $\beta = 2$.



г) хроматичне число показує найменшу кількість кольорів, за допомогою яких можна розфарбувати вершини графа так, що ніякі дві суміжні вершини не будуть пофарбовані в один і той же колір. Для розмальовки даного графа потрібно як мінімум три кольори, тому хроматичне число графа $\gamma = 3$.



2. Завдання: Для заданого графа (рис.)



побудувати:

- матрицю суміжності;
- матрицю інцидентності;
- матрицю досяжності.

Рішення:

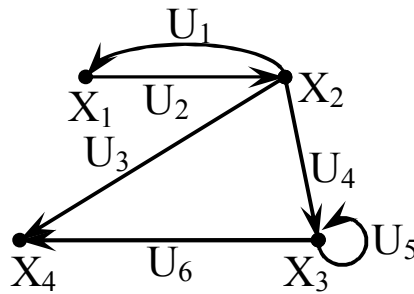
- побудуємо матрицю суміжності:

Елемент i -го рядка та j -го стовпця матриці суміжності дорівнює 1, якщо є дуга з i -ої вершини в j -у вершину, та дорівнює 0 в протилежному випадку.

	x_1	x_2	x_3	x_4
x_1	0	1	0	0
x_2	1	0	1	1
x_3	0	0	1	1
x_4	0	0	0	0

б) побудуємо матрицю інцидентності:

Це матриця з n рядками, відповідними вершинам, і t стовпцями, відповідними дугам. Для орієнтованого графа стовець, відповідний дузі (x, y) , містить 1 в рядку, що відповідає вершині x , -1 в рядку, що відповідає вершині y і нулі у всіх інших рядках. Петлю, тобто дугу виду (x, x) , зручно представляти іншим значенням, наприклад 2, в рядку x .



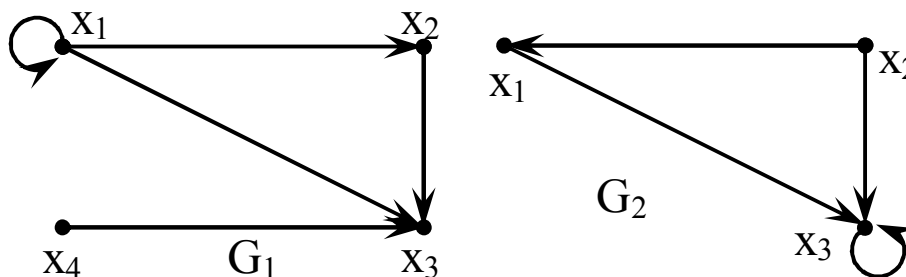
	U_1	U_2	U_3	U_4	U_5	U_6
x_1	-1	1	0	0	0	0
x_2	1	-1	1	1	0	0
x_3	0	0	0	-1	2	1
x_4	0	0	-1	0	0	-1

в) побудуємо матрицю досяжностей:

Елемент i -го рядка та j -го стовпця матриці досяжностей дорівнює 1, якщо існує шлях будь-якої довжини з i -тої вершини в j -у вершину, і дорівнює 0 в іншому випадку.

	x_1	x_2	x_3	x_4
x_1	1	1	1	1
x_2	1	1	1	1
x_3	0	0	1	1
x_4	0	0	0	1

3. Завдання: Для графів G_1 та G_2 знайти $G_1 \cup G_2$, $G_1 \cap G_2$, $G_1 \times G_2$.



Рішення:

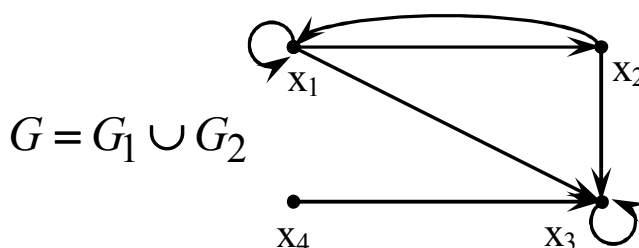
Представимо граф G_1 та G_2 як множину вершин в відображення вершин:

$$\begin{aligned} G_1 : X_1 &= \{x_1, x_2, x_3, x_4\} \\ \Gamma_1 X_1 : \Gamma_1 x_1 &= \{x_1, x_2, x_3\} \\ \Gamma_1 x_2 &= \{x_3\} \\ \Gamma_1 x_3 &= \emptyset \\ \Gamma_1 x_4 &= \{x_3\} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} G_2 : X_2 &= \{x_1, x_2, x_3\} \\ \Gamma_2 X_2 : \Gamma_2 x_1 &= \{x_3\} \\ \Gamma_2 x_2 &= \{x_1, x_3\} \\ \Gamma_2 x_3 &= \{x_3\} \end{aligned}$$

Об'єднанням графів $G_1(X_1, \Gamma_1 X_1)$ и $G_2(X_2, \Gamma_2 X_2)$ називають такий граф $G(X, \Gamma X)$, у якого множина вершин є сумою множин вершин об'єднаних графів $X = X_1 \cup X_2$, а відображення є сума відображень об'єднаних графів $\Gamma X = \Gamma_1 X_1 \cup \Gamma_2 X_2$.

$$\begin{aligned} G(X, \Gamma X) &= G_1 \cup G_2 : \\ G : X &= \{x_1, x_2, x_3, x_4\} \\ \Gamma X : \Gamma x_1 &= \{x_1, x_2, x_3\} \\ \Gamma x_2 &= \{x_1, x_3\} \\ \Gamma x_3 &= \{x_3\} \\ \Gamma x_4 &= \{x_3\} \end{aligned}$$



Перетином графів $G_1(X_1, \Gamma_1 X_1)$ и $G_2(X_2, \Gamma_2 X_2)$ називають такий граф $G(X, \Gamma X)$, у якого множина вершин є перетином множин

вершин $X = X_1 \cap X_2$, а відображення є перетином відображень перемножуваних графів $\Gamma X = \Gamma_1 X_1 \cap \Gamma_2 X_2$.

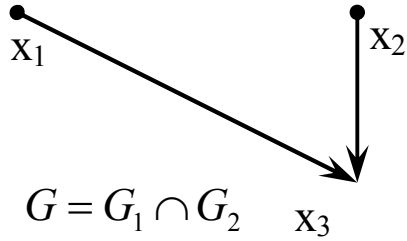
$$G(X, \Gamma X) = G_1 \cap G_2:$$

$$G : X = \{x_1, x_2, x_3\}$$

$$\Gamma X : \Gamma x_1 = \{x_3\}$$

$$\Gamma x_2 = \{x_3\}$$

$$\Gamma x_3 = \emptyset$$



Прямим (декартовим) добутком графів $G_1(X_1, \Gamma_1 X_1)$ і $G_2(X_2, \Gamma_2 X_2)$ називають граф $G(X, \Gamma X)$, для якого $X = X_1 \times X_2$ і $\Gamma X = \Gamma_1 X_1 \times \Gamma_2 X_2$.

$$G(X, \Gamma X) = G_1 \times G_2:$$

$$G(X, \Gamma X) : X = \left\{ (x_1, x'_1), (x_1, x'_2), (x_1, x'_3), (x_2, x'_1), (x_2, x'_2), (x_2, x'_3), \right. \\ \left. (x_3, x'_1), (x_3, x'_2), (x_3, x'_3), (x_4, x'_1), (x_4, x'_2), (x_4, x'_3) \right\}$$

Позначимо кожну отриману вершину через $y_i, i=1, \dots, 12$, тоді одержимо: $X = \{y_1, y_2, y_3, y_4, y_5, y_6, y_7, y_8, y_9, y_{10}, y_{11}, y_{12}\}$.

$$G(X, \Gamma X) = G_1 \cup G_2:$$

$$\Gamma X : \Gamma y_1 = \{y_3, y_6, y_9\}$$

$$\Gamma y_2 = \{y_1, y_3, y_4, y_6, y_7, y_9\}$$

$$\Gamma y_3 = \{y_3, y_6, y_9\}$$

$$\Gamma y_4 = \{y_9\}$$

$$\Gamma y_5 = \{y_7, y_9\}$$

$$\Gamma y_6 = \{y_9\}$$

$$\Gamma y_7 = \emptyset$$

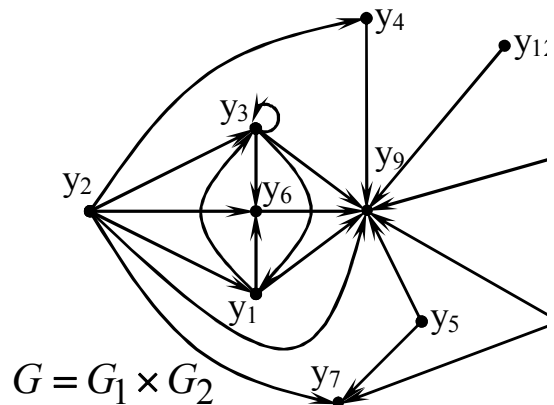
$$\Gamma y_8 = \emptyset$$

$$\Gamma y_9 = \emptyset$$

$$\Gamma y_{10} = \{y_9\}$$

$$\Gamma y_{11} = \{y_7, y_9\}$$

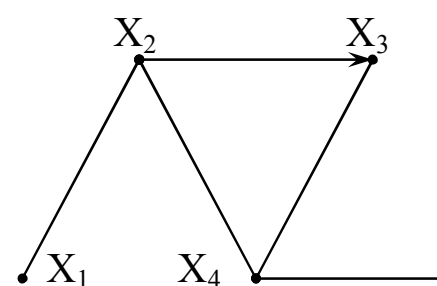
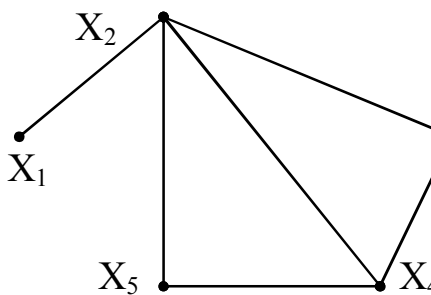
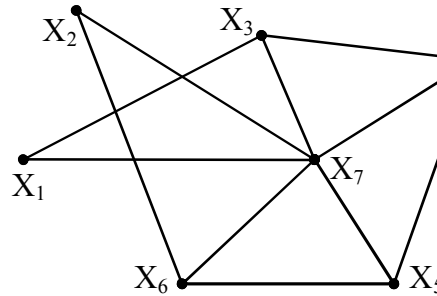
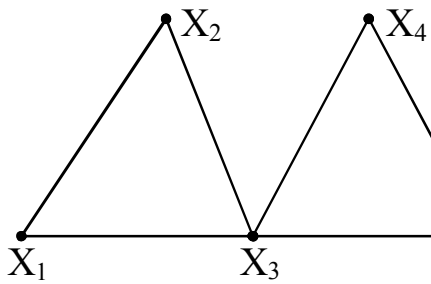
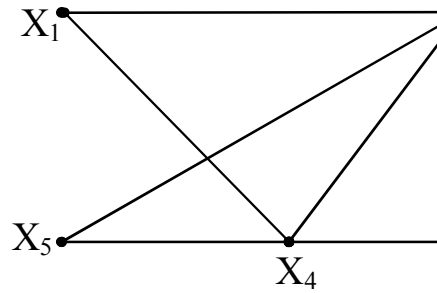
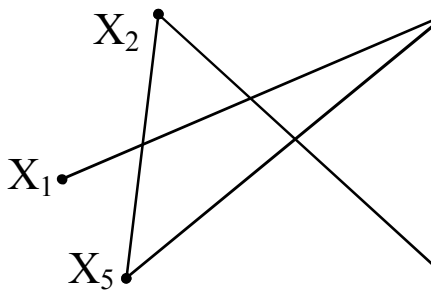
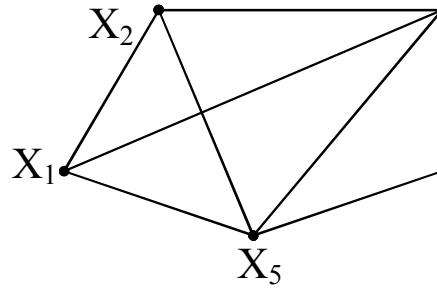
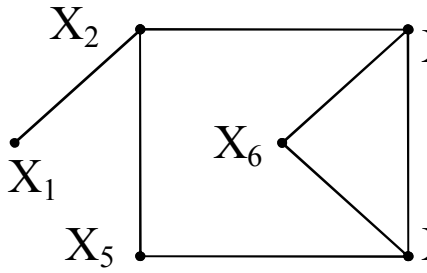
$$\Gamma y_{12} = \{y_9\}$$

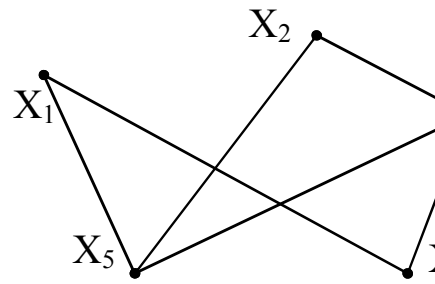
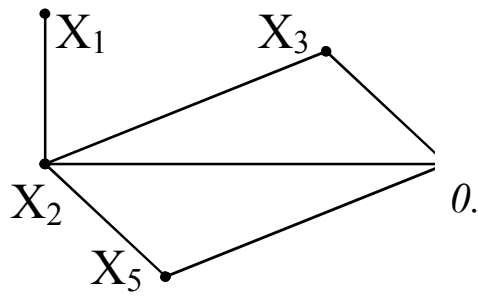


Задачі для вирішення:

1. Для заданого графа визначити:

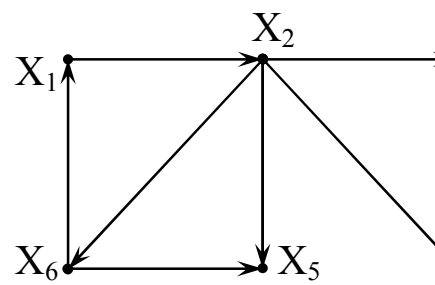
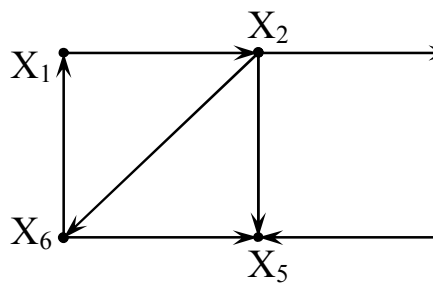
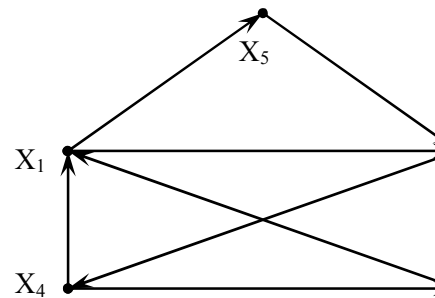
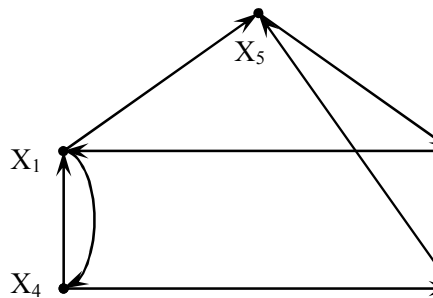
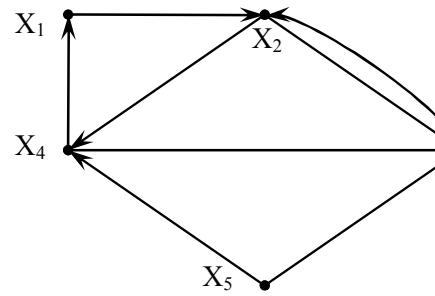
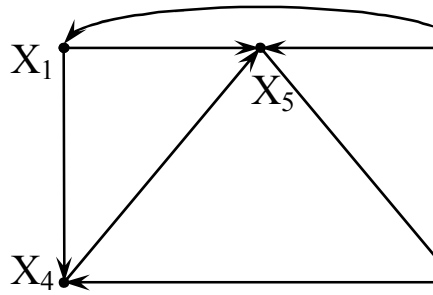
- цикломатичне число;
- число внутрішньої стійкості;
- число зовнішньої стійкості;
- хроматичне число.

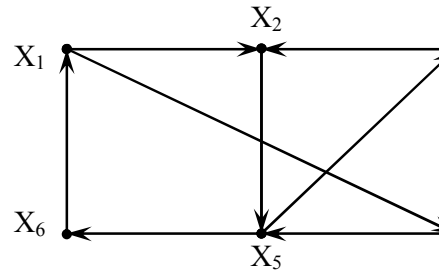
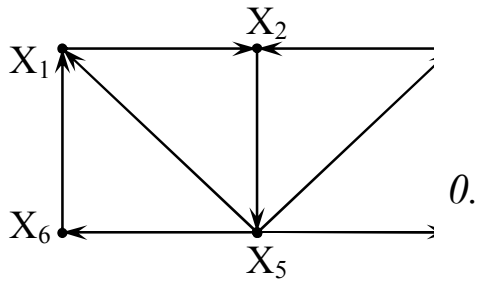
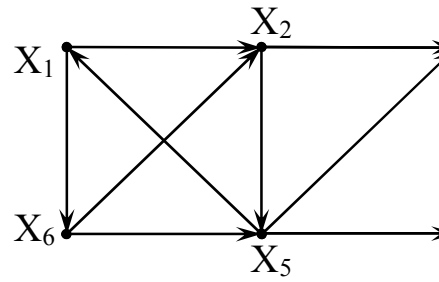
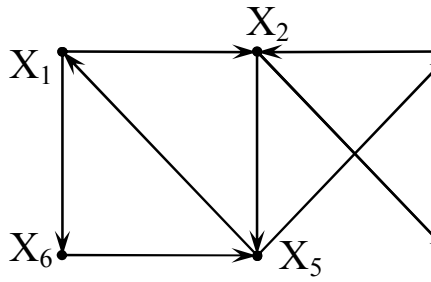




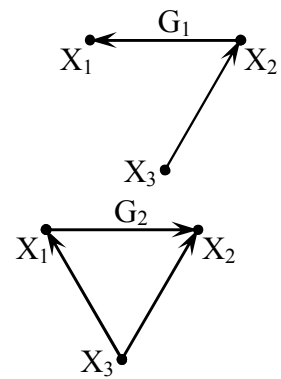
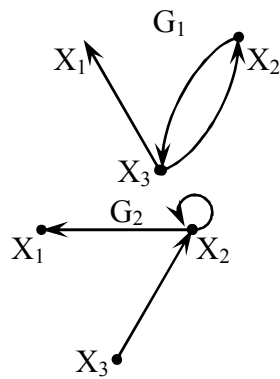
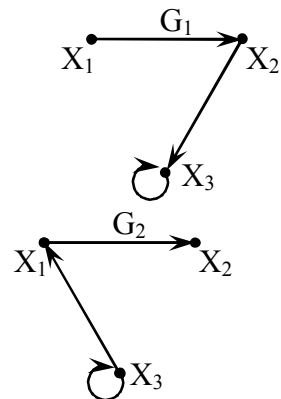
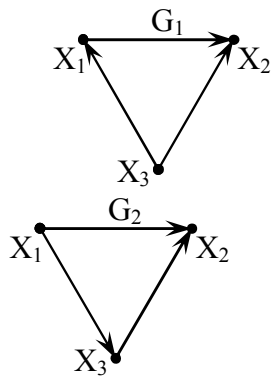
2. Для заданого графа побудувати:

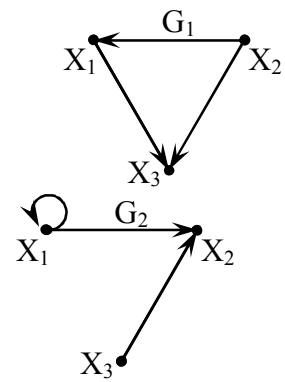
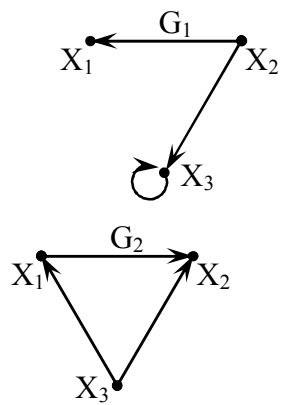
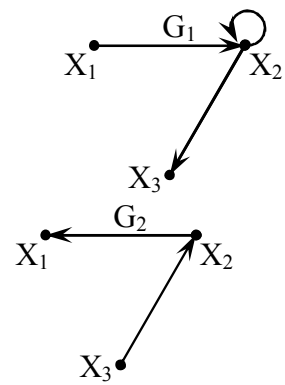
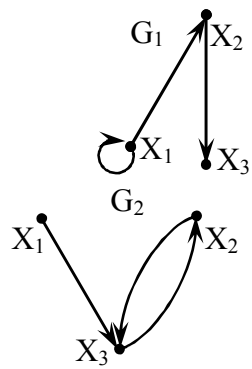
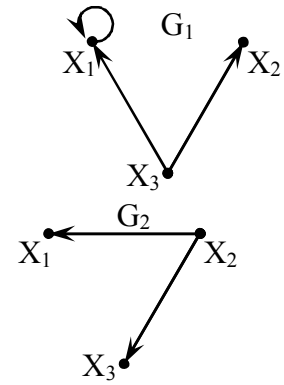
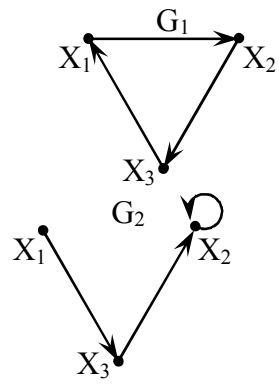
- а) матрицю суміжності;
- б) матрицю інцидентності;
- в) матрицю досяжності.





3. Для графів G_1 та G_2 знайти $G_1 \cup G_2$, $G_1 \cap G_2$, $G_1 \times G_2$.

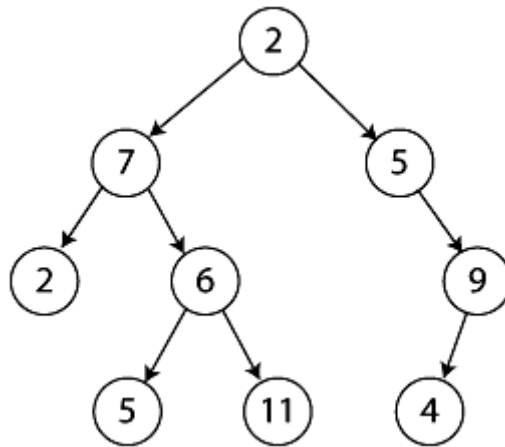




0.

Тема. ДЕРЕВА ГРАФІВ

Дерево в теорії графів – зв'язний граф без циклів.

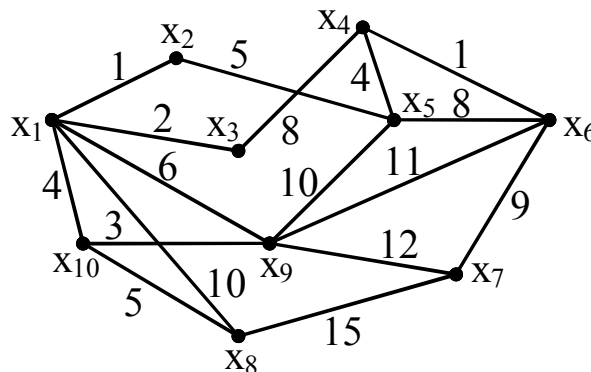


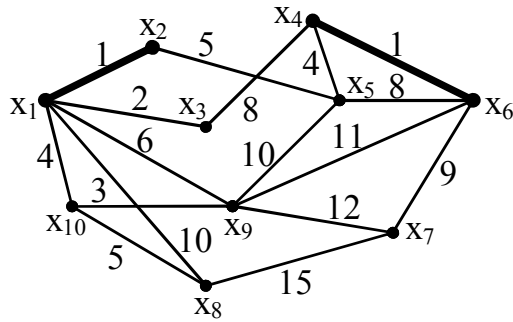
Приклад дерева

Орієнтоване (спрямоване) дерево – ациклічний оргграф (орієнтований граф, що не містить циклів) – той, в якому тільки одна вершина має нульову напівстепені входу, а всі інші вершини мають напівстепені входу 1. Вершина з нульовим степенем входу називається коренем дерева, вершини з нульовим напівстепенем виходу (з яких не виходить жодне ребро) називаються кінцевими вершинами або листям.

Приклади розв'язання задач

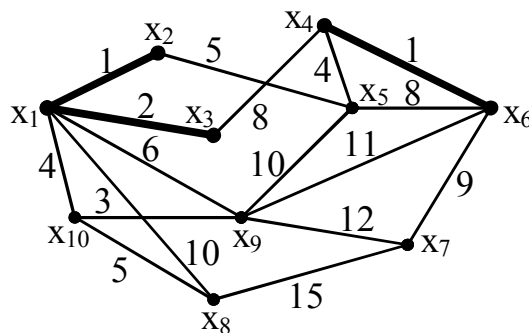
Завдання: Потрібно побудувати газопровід, який з'єднує 10 міст. Можливі з'єднання міст позначені ребрами, ваги яких $l(x_i, x_j)$ являють собою вартість будівництва газопроводу на ділянці (x_i, x_j) , задані і позначені на графі. Як побудувати найдешевший газопровід?



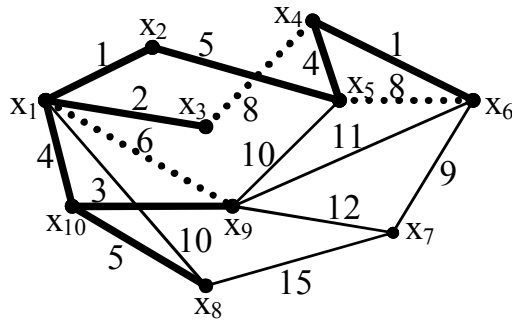


2-й крок: З решти ребер вибираємо ребро з мінімальною вагою – u_3 так, щоб воно не утворювало цикл з вибраними раніше ребрами: найменше з решти чисел в таблиці є 2, тобто вага ребра (x_1, x_3) . Вибираємо в якості u_3 ребро (x_1, x_3) , тому що воно не утворює циклу з вибраними ребрами. Знову робимо позначку в таблиці і на графі.

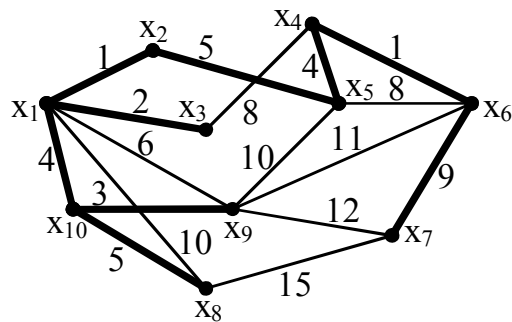
	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	X_7	X_8	X_9	X_{10}
X_1		1	<u>2</u>					10	6	4
X_2					5					
X_3				8						
X_4					4	1				
X_5						8			10	
X_6							9		11	
X_7								15	12	
X_8										5
X_9										3
X_{10}										



3-й крок: продовжуємо вибирати найкоротше ребро з решти ребер так, щоб воно не утворювало циклу з вибраними ребрами. Отримаємо в результаті: $u_4(x_9, x_{10})$, $u_5(x_1, x_{10})$, $u_6(x_4, x_5)$, $u_7(x_2, x_5)$, $u_8(x_8, x_{10})$.



У результаті вибираємо ребро $u_9(x_6, x_7)$, яке має найменшу довжину ребра з решти ребер і при цьому не утворює цикл з вже обраними раніше ребрами.



У результаті отримуємо дерево, сумарна вага ребер якого мінімальна і становить $L = 34$. Таким чином, вартість будівництва найдешевшого газопроводу по вихідним даним становить 34 грошові одиниці.

Завдання для вирішення:

Потрібно приєднатися до дев'яти міст нафтопроводом. Можливі з'єднання і вартість будівництва вказана в таблиці. Як з'єднати всі міста, щоб побудувати найдешевший нафтопровід? Результат зобразити у вигляді графа.

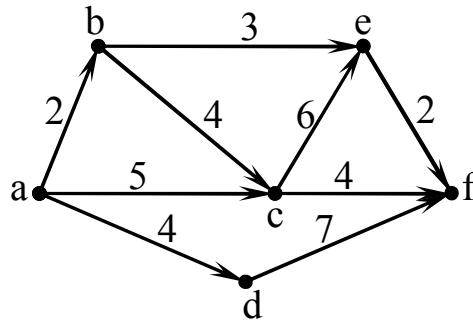
1.

	x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_6	x_7	x_8	x_9
x_1		6	5	10	1	7	8	10	11
x_2			6	9	8	6	7	9	3
x_3				4	5	4	11	3	2
x_4					3	2	4	9	5
x_5						9	6	4	10
x_6							7	8	9
x_7								11	10
x_8									9
x_9									

Тема. ЕКСТРЕМАЛЬНІ ЗАДАЧІ НА ГРАФАХ

Приклади розв'язання задач.

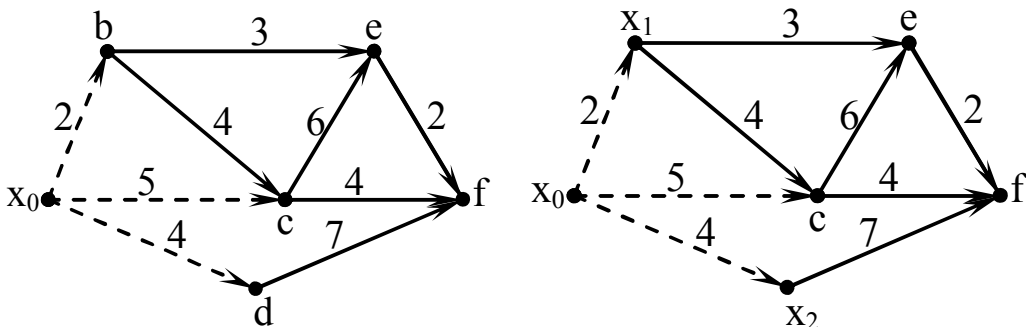
Завдання: Знайти мінімальний і максимальний шляхи, що з'єднують вхід і вихід графа, попередньо правильно пронумерувавши вершини.



Рішення:

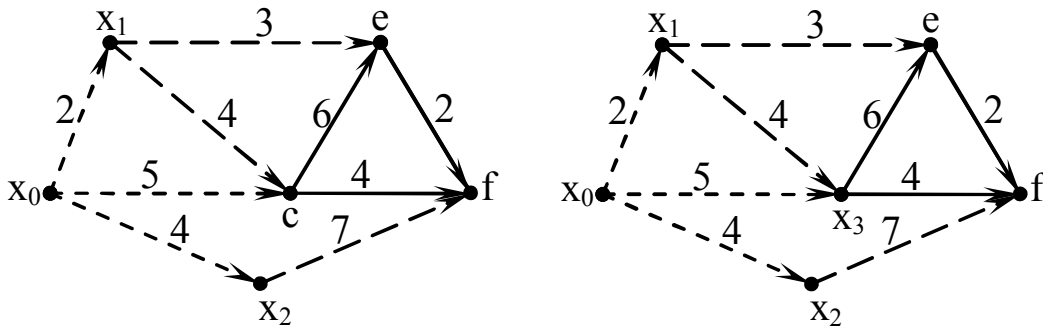
Правильна нумерація вершин:

Спершу, вхід графа, тобто вершину, яка не має вхідних дуг (a), позначимо x_0 . Потім викреслюємо дуги, які виходять із входу графа (x_0). Вершини, що відповідають кінцям цих дуг і не мають після цієї операції вхідних дуг, відносимо до вершин 1-го рангу. Такими вершинами у графа є вершини (b) і (d). Цим вершин присвоюємо номери x_1 и x_2 , при цьому не важливо в якому порядку, тому що вони відносяться до одного рангу. Вершина (c) є кінцем викресленої дуги, але при цьому має ще вхідну дугу (b, c), тому вона не відноситься до вершин 1-го рангу і їй поки номер не присвоюється.

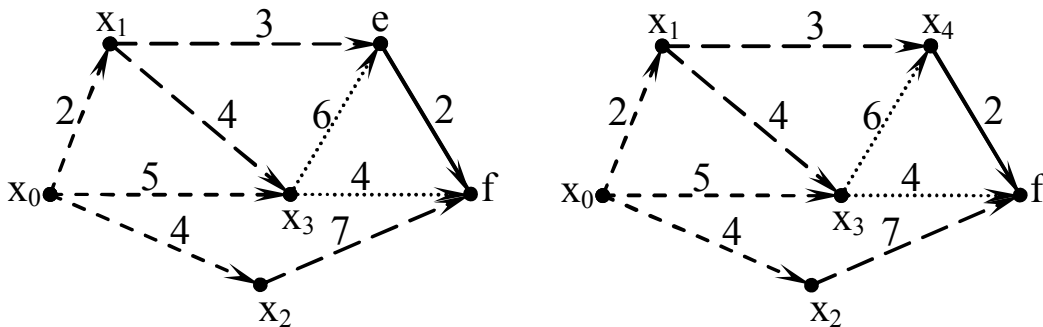


Потім викреслюємо дуги, що виходять з вершин 1-го рангу. Вершини, що відповідають кінцям таких дуг і не мають після цих операцій вхідних дуг, відносимо до вершин 2-го рангу. Такою вершиною у графа є тільки вершина (c), їй присвоюємо номер x_3 .

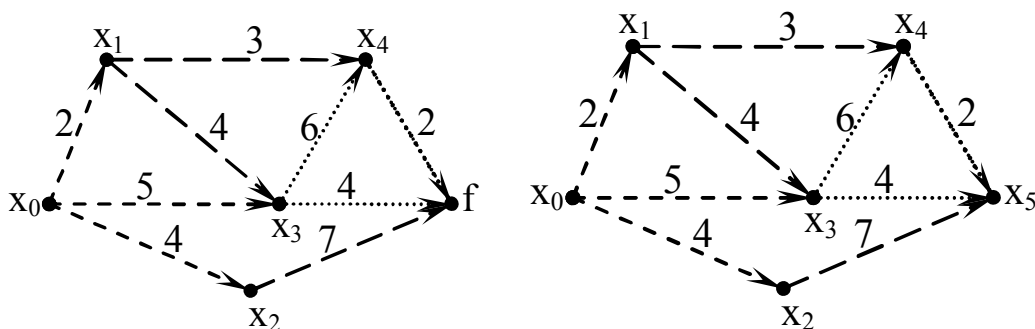
Вершини (f) і (e) є кінцями викреслених дуг, але при цьому мають ще й інші вхідні дуги, тому їх поки не чіпаємо.



Тепер викреслюємо дуги, що виходять з вершин 2-го рангу, тобто з вершини x_3 . Вершини, що відповідають кінцям таких дуг і не мають після цих операцій вхідних дуг, відносимо до вершин 3-го рангу. Такою вершиною у графа є тільки вершина (e), їй присвоюємо номер x_4 . Вершина (f) є кінцем викресленої дуги, але при цьому має ще вхідну дугу (e, f), тому вона не відноситься до вершин 3-го рангу.



Тепер викреслюємо дуги, що виходять з вершин 3-го рангу, тобто з вершини x_4 . Кінцем викреслених дуг є остання вершина (f), яка більше не має (крім вилучених) вхідних дуг. Її відносимо до вершин 4-го рангу і присвоюємо їй номер x_5 . Дана вершина є виходом графа, тому що не має вихідних дуг, і при правильній нумерації вершин отримує останній порядковий номер.

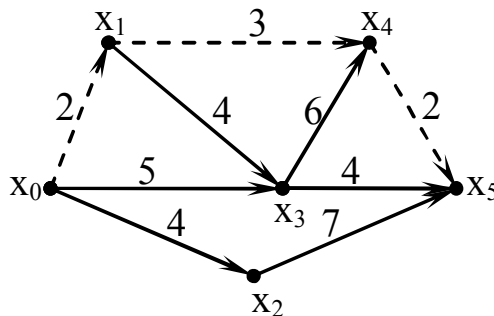


Знайдемо мінімальний шлях, що з'єднує вхід і вихід графа.

Для кожної вершини знайдемо числову мітку, яка показує величину мінімального шляху з вершини x_0 в дану вершину x_j . Для вершини x_0 встановлюємо мітку $\lambda_0 = 0$, а для всіх інших вершин присвоюємо мітку за формулою: $\lambda_j = \min_i \{\lambda_i + l(x_i, x_j)\}$. При цьому в дужках зазначаємо вершину, по якій досягається мінімум довжини, щоб після знаходження мінімальної довжини можна було визначити через які вершини проходить мінімальний шлях.

$$\begin{aligned}
 x_0 : \lambda_0 &= 0 \\
 x_1 : \lambda_1 &= \lambda_0 + l(x_0, x_1) = 0 + 2 = 2 \quad (x_0) \\
 x_2 : \lambda_2 &= \lambda_0 + l(x_0, x_2) = 0 + 4 = 4 \quad (x_0) \\
 x_3 : \lambda_3 &= \min \{ [\lambda_0 + l(x_0, x_3)], [\lambda_1 + l(x_1, x_3)] \} = \min \{ [0 + 5], [2 + 4] \} = 5 \quad (x_0) \\
 x_4 : \lambda_4 &= \min \{ [\lambda_1 + l(x_1, x_4)], [\lambda_3 + l(x_3, x_4)] \} = \min \{ [2 + 3], [5 + 6] \} = 5 \quad (x_1) \\
 x_5 : \lambda_5 &= \min \{ [\lambda_2 + l(x_2, x_5)], [\lambda_3 + l(x_3, x_5)], [\lambda_4 + l(x_4, x_5)] \} = \\
 &= \min \{ [4 + 7], [5 + 4], [5 + 2] \} = 7 \quad (x_4)
 \end{aligned}$$

Шуканий шлях має довжину $l = \lambda_5 = 7$. При цьому в x_5 він йде з вершини x_4 , в x_4 з x_1 , в x_1 з x_0 . Отже, мінімальний шлях проходить через вершини (x_0, x_1, x_4, x_5) .



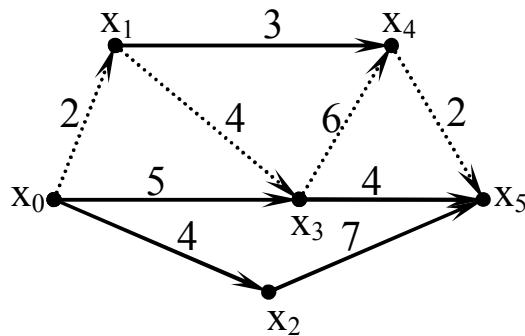
Знайдемо максимальний шлях, що з'єднує вхід і вихід графа.

Для кожної вершини знайдемо числову мітку, яка показує величину максимального шляху з вершини в дану вершину x_j .

Для вершини x_0 встановлюємо мітку $\lambda_0 = 0$, а для всіх інших вершин присвоюємо мітку за формулою: $\lambda_j = \max_i \{\lambda_i + l(x_i, x_j)\}$. При цьому знову в дужках зазначаємо вершину, по якій досягається максимум довжини.

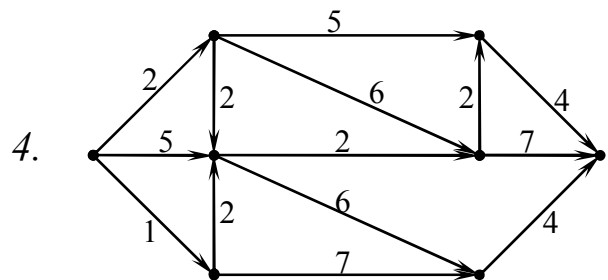
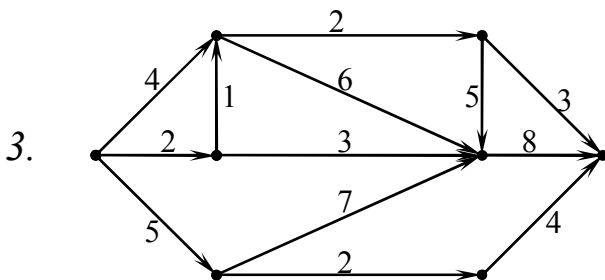
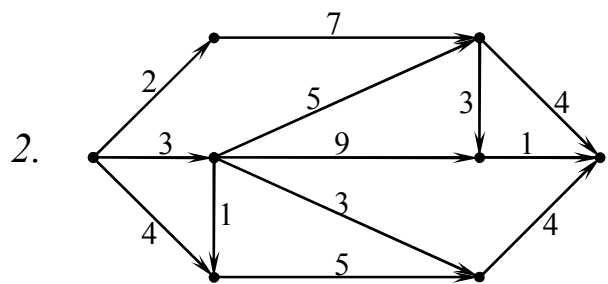
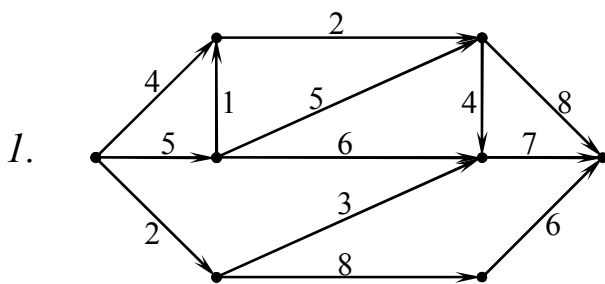
$$\begin{aligned}
 x_0 : \lambda_0 &= 0 \\
 x_1 : \lambda_1 &= \lambda_0 + l(x_0, x_1) = 0 + 2 = 2 \quad (x_0) \\
 x_2 : \lambda_2 &= \lambda_0 + l(x_0, x_2) = 0 + 4 = 4 \quad (x_0) \\
 x_3 : \lambda_3 &= \max\{\lambda_0 + l(x_0, x_3), [\lambda_1 + l(x_1, x_3)]\} = \max\{0 + 5, [2 + 4]\} = 6 \quad (x_1) \\
 x_4 : \lambda_4 &= \max\{[\lambda_1 + l(x_1, x_4)], [\lambda_3 + l(x_3, x_4)]\} = \max\{[2 + 3], [6 + 6]\} = 12 \quad (x_3) \\
 x_5 : \lambda_5 &= \max\{[\lambda_2 + l(x_2, x_5)], [\lambda_3 + l(x_3, x_5)], [\lambda_4 + l(x_4, x_5)]\} = \\
 &= \max\{[4 + 7], [6 + 4], [12 + 2]\} = 14 \quad (x_4)
 \end{aligned}$$

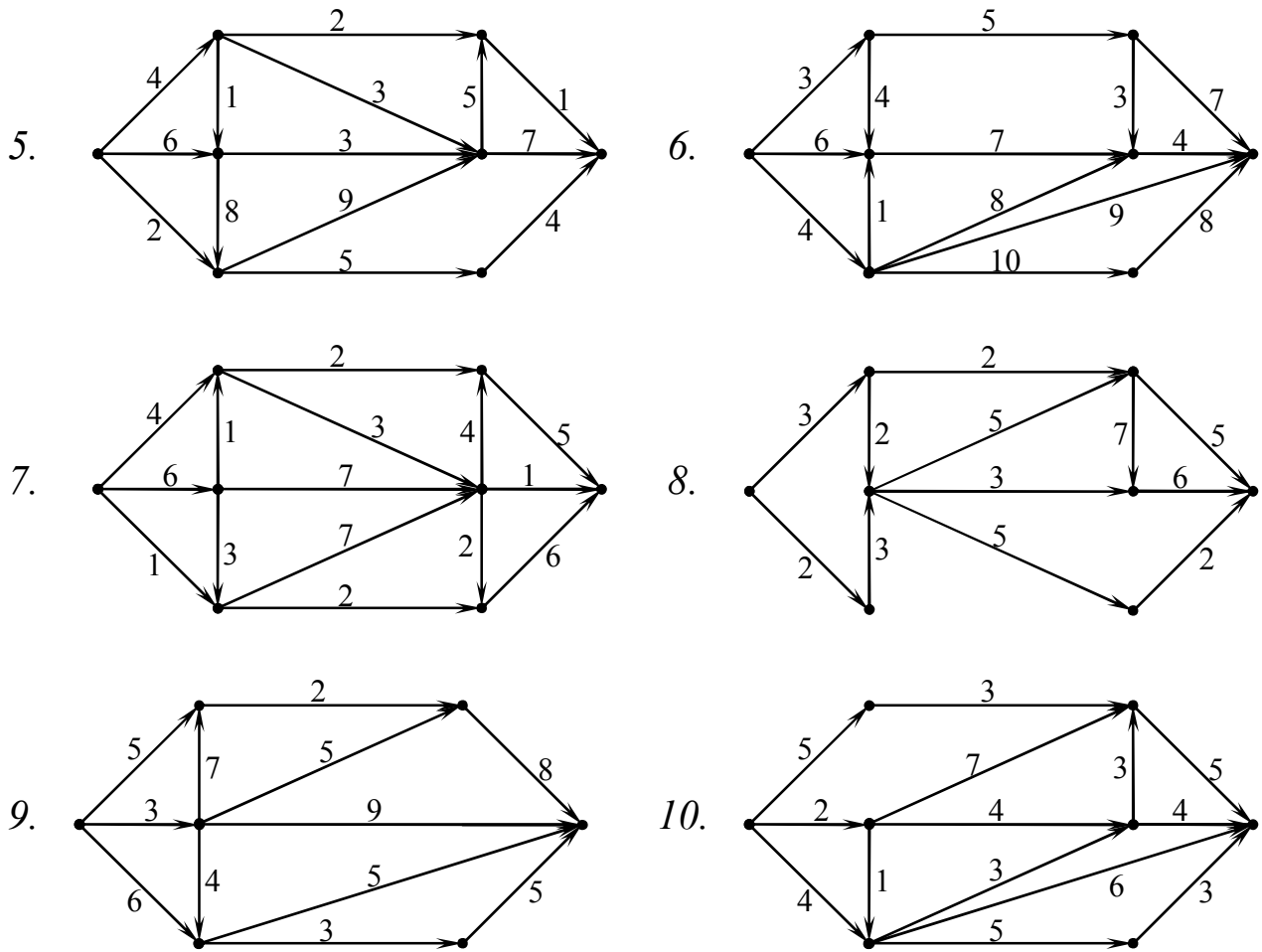
Шуканий шлях має довжину $l = \lambda_5 = 14$. При цьому в x_5 він іде з вершини x_4 , в x_4 з x_3 , в x_3 з x_1 , в x_1 з x_0 . Отже, максимальний шлях проходить через вершини $(x_0, x_1, x_3, x_4, x_5)$.



Завдання для вирішення:

Знайти мінімальний і максимальний шляхи, що з'єднують вхід і вихід графа, попередньо правильно пронумерувавши вершини.





Контрольні питання

1. Описати капітальні витрати при трубопроводному транспорті.
2. Описати капітальні витрати при залізничному транспорті.
3. Описати капітальні витрати при водному транспорті.
4. Описати використання теорії графів у транспорті вуглеводнів.
5. Навести приклади розв'язання задач у транспорті вуглеводнів з допомогою графів.
6. Навести приклади розв'язання задач у транспорті вуглеводнів з допомогою дерев графів.
7. Навести приклади розв'язання екстремальних задач у транспорті вуглеводнів з допомогою графів.

Лекція 4

ОСНОВИ РОЗРАХУНКУ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ РІДКИХ ВУГЛЕВОДНІВ. ФІЗИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ РІДИН

Фізичні властивості рідин: густина, стисливість, теплове розширення, пароутворення, розчинення газів, в'язкість. Поняття про ньютонівські і неньютонівські рідини. Реологічні залежності текучості в'язких рідин, режими течії рідин: ньютонівський, в'язкопластичний (бінгамо-шведівський), псевдопластичний, псевдопластичний з початковим напруженням зсуву, дилатантний, дилатантний з початковим напруженням зсуву

Основні умовні позначення

F (ω) – площа перерізу труби, м^2 .

L – довжина кінцева, м ; відстань транспортування, км .

l – довжина проміжна, довжина ділянки трубопроводу, м .

b – ширина, м .

h – висота, м .

h_l – опір по довжині, м .

h_m – місцевий опір, м .

h_r – геодезичний опір (геодезичний перепад поміж початковим та кінцевим пунктами гідравлічного транспортування), м .

Σh – загальний (сумарний) опір мережі трубопроводів, м .

$\Sigma h = h_l + h_m + h_r$;

D – зовнішній діаметр труби, м .

$D_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр труби, м .

δ – товщина стінки труби, м .

ρ_0 – густина несучої рідини, кг/м^3 .

$\rho_{\text{см}}$ (ρ_m) – густина гідросуміші, кг/м^3 .

g – прискорення вільного падіння, м/с^2 .

S – середня по перерізу потоку об'ємна концентрація гідросуміші, % або в частках одиниці, $S = \frac{V_s}{V_s + V_0}$;

C – середня по перерізу потоку масова концентрація гідросуміші, % або в частках одиниці, $C = \frac{G_s}{G_s + G_0}$;

V – об'єм, м^3 .

$V_{\text{см}} (V_m)$ – об'єм гідросуміші, м^3 .

G – маса, т (кг).

G_0 – маса рідини, т (кг).

$G_{\text{см}} (G_m)$ – маса гідросуміші, т (кг).

H – напір насоса, м. вод. ст. (стовпа рідини, яку перекачують).

P – тиск, МПа.

i_o, i_m – питомі втрати напору при переміщенні води та гідросуміші по трубі, м вод. ст./м.

Q_o, Q_m – подача насоса (ГТС) відповідно по воді і по гідросуміші, $\text{м}^3/\text{год}$.

u – швидкість потоку гідросуміші, м/с.

$u_{\text{кр.}}$ – критична швидкість потоку гідросуміші, м/с.

ν – кінематична в'язкість, $\text{м}^2 \cdot \text{сек}$.

μ – динамічна в'язкість, $\text{Н} \cdot \text{сек} / \text{м}^2$.

η – ефективна в'язкість, $\text{Па} \cdot \text{с}$.

λ – коефіцієнт гідравлічного опору.

Основні визначення. Фізичні властивості рідин

Рідина – це фізичне тіло, яке має текучість, здатність змінювати свою форму під впливом найменших сил. До основних характеристик рідини належать густина, стисливість, теплове розширення та в'язкість.

Густина однорідної рідини – це відношення її маси до об'єму, який рідина займає.

$$\rho = \frac{m}{V}; \quad (4.1)$$

m – маса рідини, кг;

V – об'єм рідини, м^3 .

Одиницею густини у системі СІ є $\text{кг}/\text{м}^3$.

Об'ємною (питомою) вагою рідини є вага одиниці об'єму цієї рідини

$$\gamma = \frac{G}{V}; \quad (4.2)$$

G – вага рідини, Н;

V – об'єм рідини, м³.

Одиницею об'ємної ваги рідини є Н/м³.

Густина та об'ємна вага пов'язані співвідношенням

$$\gamma = \rho \cdot g; \quad (4.3)$$

g – прискорення вільного падіння, м/с².

Густина та об'ємна вага рідини змінюються у залежності від тиску та температури.

Стисливість – фізична величина, що характеризує відносну зміну об'єму речовини (газу, рідини або твердого тіла) під тиском. Значною стисливістю характеризуються газоподібні тіла, меншою – рідини, найменшою – тверді тіла.

Стисливість рідини – властивість рідини змінювати свій об'єм під тиском. Цей параметр характеризує коефіцієнт об'ємного стиснення β_p , який являє собою відносну зміну об'єму рідини на одиницю тиску:

$$\beta_p = -\frac{\Delta V}{V_0} \cdot \frac{1}{\Delta p}; \quad (4.4)$$

де ΔV – зменшення об'єму при збільшенні тиску на Δp , м³; V_0 – початковий об'єм рідини (м³). Одиницею вимірювання β_p є Па⁻¹.

Коефіцієнт об'ємного стиснення β_p пов'язаний з об'ємним модулем пружності E співвідношенням

$$\beta_p = \frac{1}{E} \quad (4.5)$$

Порівняно велика величина модуля пружності для більшості рідин дає підставу для того, щоб вважати рідини практично нестисливими.

Для води за нормальних умов модуль пружності можна приймати

$$E = 2,0 \cdot 10^9 \text{ Па.}$$

Коефіцієнт об'ємного стиснення для деяких рідин наведено у табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Характеристики деяких рідин

Рідина	Густина ρ_0 , кг/м ³	Коефіцієнт об'ємного		Кінематична в'язкість, мм ² /с, при температурі, °С		
		стиснення $\beta_p \cdot 10^3$, Па ⁻¹	розши- рення $\beta_t \cdot 10^3$ /°С	15	20	50
Вода	1000	0,49	0,20	1,14	1,01	0,55
Ртуть	13600	0,039	0,18	-	0,114	-
Гліцерин	1260	0,25	0,49	-	1180	-
Бензин	680-780	0,92	1,255	0,93	-	0,54
Гас	790-820	0,77	0,96	2,7	2,5	1,5
Спирт етиловий	790	0,78	1,10	-	1,52	0,50
Мазут	890-940	-	-	2000	-	-
Нафта Баку:						
легка	884	0,78	0,6	-	25	-
важка	924	0,78	0,6	-	140	-
Мастила:						
індустріальні						
I-12	880	-	-	-	50	10-14
I-20	885	0,72	0,73	-	100	17-23
I-30	-	-	-	-	170	23-33
I-50	910	0,68	-	-	400	47-55
АМГ-10	850	0,74	0,83	-	18	10
турбінне-57	920	0,56	0,65	-	-	55-59
веретінне АУ	880	-	-	-	50	12-14
трансформаторне	890	-	-	-	30	9,6
турбінне 30 та 34	900	-	-	-	-	28-32
Повітря	1,2	-	-	-	1490	-

Теплове розширення рідини характеризує температурний коефіцієнт об'ємного розширення, який являє собою відносну зміну об'єму рідини при зміні температури на 1 °С:

$$\beta_t = \frac{\Delta V}{V_0} \cdot \frac{1}{\Delta t}; \quad (4.6)$$

де Δt – зміна температури рідини. Значення температурного коефіцієнта об'ємного розширення (°С⁻¹) для деяких рідин наведено в табл. 4.1.

Пароутворення – властивість рідини змінювати свій агрегатний стан на газоподібний. Процес пароутворення на поверхні рідини, який відбувається незалежно від її стану, називають випаруванням. Процес пароутворення у товщі рідини, який відбувається лише при певній температурі та певному тиску, називають кипінням. Тиск, при якому рідина закипає, називають тиском насиченої пари $p_{н.п.}$. Величина його залежить від температури рідини $p_{н.п.} = f(t)$.

Тиск насиченої пари (див. табл. 4.2) при певній температурі є мінімально можливим для збереження рідиною властивостей суцільного середовища, тобто реальної рідини.

Таблиця 4.2 – Тиск насиченої пари деяких рідин

Рідина	Температура, °C									
	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200
Бензин Б 70	16,3	33,2	55,8	103,3						
Вода	2,4	7,5	20,2	48,2	103,3	195,0	334,0			
Гас Т-1	3,9	5,8	7,5	12,1	20,3	35,0	57,0	90,5	138,5	
Мастила										
АМГ-10			0,4	0,8	1,8	3,1	5,8	11,8	23,8	
Індустріальне-20			0,14	0,3	0,4	0,6	0,9	2,0	3,8	6,8
Індустріальне-50					0,14	0,3	0,7	1,6	3,0	5,8
Нафта (легка)	7,8	13,7	37,2	85,3						
Ртуть	2 ⁻⁴									
Спирт	8,0	20,0	49,3							

Розчинення газів у рідині – процес проникання молекул газів з навколишнього середовища всередину рідини через вільну поверхню. Незважаючи на те, що частина молекул повертається до навколишнього середовища за деякий час рідина набуває стану насиченості (кількість розчиненого газу дорівнює кількості виділеного). У даному конкретному об'ємі рідини з даною температурою до стану насиченості можна розчинити такий об'єм газу:

$$V_z = k \cdot V_0 \cdot \frac{p}{p_0}; \quad (4.7)$$

де V_z – об'єм розчиненого при тиску p газу, віднесений до еталонного тиску p_0 ; k – коефіцієнт розчинності; V_0 – об'єм рідини; p – тиск на вільній поверхні.

В'язкість – властивість рідин та газів чинити опір взаємному переміщенню сусідніх шарів (внутрішнє тертя). Розрізняють в'язкість відносну, динамічну, кінематичну, ньютонівську, питому, приведену і структурну. Всі реальні рідини є в'язкими. Звичайно в'язкість рідини оцінюють динамічною в'язкістю μ .

Сила тертя між шарами рідини:

$$\Delta F = \mu \left| \frac{du}{dy} \right| \Delta S; \quad (4.8)$$

де μ – коефіцієнт динамічної в'язкості; du – приріст швидкості, відповідно до приросту координати dy ; $\frac{du}{dy} = \operatorname{tg} \alpha$ (рис. 39); S – площа поверхні шарів рідини, що стикаються.

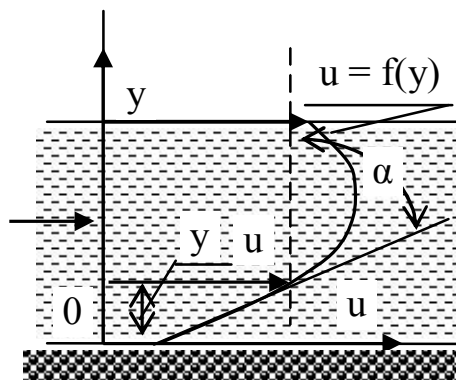


Рис. 39 – Приріст швидкості, відповідно до приросту

$$\text{координати } dy; \quad \frac{du}{dy} = \operatorname{tg} \alpha$$

Дотичне напруження у рідині:

$$\tau = \lim_{\Delta S \rightarrow 0} \frac{\Delta F}{\Delta S} = \mu \left| \frac{du}{dy} \right|; \quad (4.9)$$

Розмірність динамічної в'язкості:

У системі СГС (сантиметр-грам-секунда)

$$[\mu] = \left[\frac{M}{LT} \right] = \text{г/(см·сек)}; \text{ пз.}$$

У системі МКГСС (метр-кілограм-сила-секунда)

$$[\mu] = \left[\frac{FT}{L^2} \right] = \text{кгс·сек/м}^2.$$

У системі СІ (метр-ньютон-секунда) $[\mu] = \left[\frac{FT}{L^2} \right] = \text{Н·с/м}^2$ або Па·с .

Для води при температурі 10 °С $\mu = 0,0131 \text{ г/(см·сек)} = 0,0131/98,1 = 0,000134 \text{ кгс·сек/м}^2 = 0,00131 \text{ Н·с/м}^2 = 0,00131 \text{ Па·с}$.

Крім динамічної, рідину характеризує кінематична в'язкість, яка пов'язана з динамічною співвідношенням:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}. \quad (4.10)$$

Вимірюють кінематичну в'язкість у $\text{м}^2/\text{с}$ або $\text{мм}^2/\text{с}$.

Залежність коефіцієнта кінематичної в'язкості від температури можна визначити за формулою:

$$\nu = \frac{0,0178}{(1 + 0,0337t + 0,00022t^2)} \cdot 10^{-4}. \quad (4.11)$$

Таблиця 4.3 – Коефіцієнти в'язкості для води

Температура, °С	μ , Н·сек/м ²	$\nu \cdot 10^{-6}$, м ² /сек	Температура, °С	μ , Н·сек/м ²	$\nu \cdot 10^{-6}$, м ² /сек
1	0,00173	1,73	11	0,00127	1,27
2	0,00167	1,67	12	0,00124	1,24
3	0,00162	1,62	13	0,00120	1,21
4	0,00156	1,57	14	0,00117	1,18
5	0,00152	1,52	15	0,00114	1,15
6	0,00147	1,47	16	0,00111	1,12
7	0,00143	1,43	17	0,00110	1,09
8	0,00139	1,39	18	0,00106	1,06
9	0,00135	1,35	19	0,00103	1,04
10	0,00131	1,31	20	0,00101	1,01

На практиці в'язкість рідини вимірюють в умовних градусах Енглера (в'язкість умовна – ВУ) і визначають за формулою:

$$BU = \frac{\tau_p}{\tau_0}, \quad (4.12)$$

де τ_p – тривалість витікання 200 см^3 рідини, яку випробують, через калібрований отвір віскозиметра при заданій температурі, $t \text{ } ^\circ\text{C}$; τ_0 – тривалість витікання 200 см^3 дистильованої води при температурі $20 \text{ } ^\circ\text{C}$ (водне число віскозиметра), с.

Коефіцієнт кінематичної в'язкості через умовну в'язкість, яку задано у градусах Енглера, визначають за формулою:

$$\nu = \left(0,0731^\circ BU - \frac{0,0631}{^\circ BU} \right) \cdot 10^4. \quad (4.13)$$

Якщо умовна в'язкість більша за $16^\circ BU$, треба використовувати формулу:

$$\nu = 7,4 \cdot 10^{-6} BU. \quad (4.14)$$

У практиці гідравлічного транспорту, як і взагалі в інженерній практиці, є рідини, для яких коефіцієнти динамічної та кінематичної в'язкості залежать не лише від температури, а й від умов течії (напр., від градієнта швидкості). Такі рідини, які отримали назву неньютонівських або аномальних, характеризуються широким діапазоном та різноманітністю реологічних та фізико-технічних властивостей.

Неньютонівські рідини у залежності від характеру течії та виду функціонального зв'язку швидкості деформації та швидкості зсуву підрозділяють на три основних категорії:

- в'язкі середовища, у яких швидкість зсуву залежить від прикладання напруження зсуву;

- середовища, реологічні характеристики яких залежать від часу (в таких рідинах швидкість зсуву визначає не лише величина дотичного напруження, але й тривалість дії);

- в'язко-пружні рідини, які мають властивості як рідини, так і твердого тіла та частково виявляють пружне відновлення форми після зняття напруження.

Для першого типу неньютонівських рідин (різні типи нафтопродуктів, консистентні мастила, будівельні розчини та інші дисперсні системи типу суспензій) типові реологічні залежності дотичного напруження τ від градієнта швидкості $\dot{\epsilon}$ представлено на рис. 40.

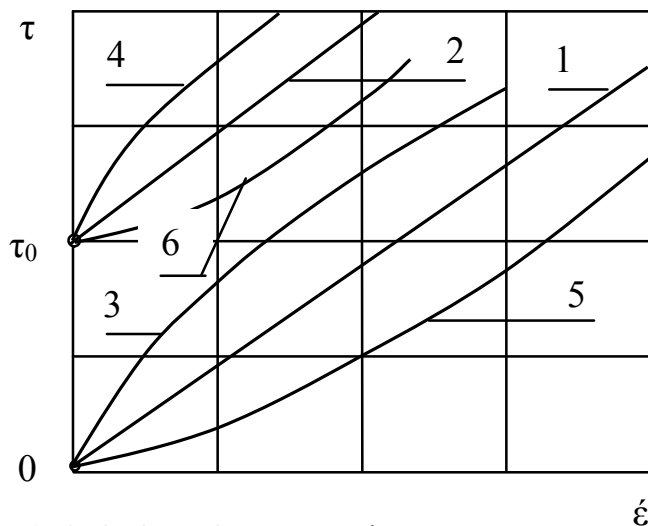
Треба відмітити, що наведена на рис. 40 група графічних залежностей дотичного напруження від градієнта швидкості умовно може характеризувати два види рідин.

У першому випадку (графічні залежності 2, 4, 6) для початку руху необхідна певна початкова різниця напорів, за якою дотичне напруження τ , яке виникає у рідині, дорівнює початковому напруженню зсуву τ_0 для даної рідини.

У другому випадку (графічні залежності 1, 3, 5) такої потреби не виникає.

Залежність $\tau = f(\dot{\epsilon})$ для ньютонівської рідини виражена кривою 1.

Подібна до неї крива 2 характеризує так звані в'язкопластичні рідини (бінгамівські пластики). Її зміщено по вертикалі на величину τ_0 , яку називають границею текучості.



1, 2, 3, 4, 5, 6 — ньютонівський, в'язкопластичний (бінгамо-шведівський), псевдопластичний, псевдопластичний з початковим напруженням зсуву, дилатантний, дилатантний з початковим напруженням зсуву.

Рис. 40 – Реологічні залежності текучості в'язких рідин.

Залежність напруження зсуву від градієнта швидкості, який інколи називають швидкістю зсуву, встановлено законом Шведова-Бінгама:

$$\tau = \tau_0 + \mu \cdot \dot{\epsilon} . \quad (4.15)$$

Звідси динамічний коефіцієнт в'язкості дорівнює:

$$\mu = \frac{(\tau - \tau_0)}{\dot{\varepsilon}}. \quad (4.16)$$

При $\tau < \tau_0$ поведінка бінгамівського пластика подібна до твердого тіла, для якого справедливим є співвідношення $\frac{|E|}{|\sigma|} = \frac{\tau}{\varepsilon} = 2$, де $|E|$ – модуль пружності; $|\sigma|$ – модуль зсуву; τ – коефіцієнт зсуву; ε – коефіцієнт розтягнення.

Криві 3 та 5 характеризують відповідно псевдопластики та дилатантні рідини, які підлягають закону Освальда де Віля:

$$\tau = K(\dot{\varepsilon})^n, \quad (4.17)$$

де K – стала величина; n – індекс течії. При $n < 1$ маємо криву 3; при $n = 1$ – криву 1, яка відповідає закону Ньютона; при $n > 1$ – криву 5, яка відповідає характеристикам дилатантних середовищ.

Для рідин такого типу динамічний коефіцієнт в'язкості визначають за формулою $\mu = K(\dot{\varepsilon})^{n-1}$. Криві 2 та 4 також характеризують поведінку деяких в'язкопластичних рідин.

Поверхневий натяг – властивість рідини утворювати стійку плівку на поверхні розділу з газом, яка обумовлена неврівноваженістю молекулярних сил, що діють на поверхні розділу, та знаходиться у стані рівномірного натягу. Дією сил поверхневого натягу обумовлені капілярні явища, що проявляються при зануренні труби малого діаметра під рівень рідини, який може бути вищим за рівень рідини, в яку вона занурена (увігнутий меніск), або нижчим (опуклий меніск).

Зміщення меніска визначають за формулою:

$$\Delta h = \frac{A}{d}, \text{ мм}, \quad (4.18)$$

де d – діаметр трубки, мм; A – коефіцієнт, який визначає матеріал стінки та рід рідини (залежить від температури). Для скляних трубок при температурі 20 °C у випадку води $A = 30$, ртуті – $A = -10$.

Характеристиками мастил, які використовують у промисловості, є температура спалаху та температура застигання.

Температурою спалаху називають мінімальну температуру за якої спалахує пара мастила від зіткнення з полум'ям. Для різних мастил температура випаровування нижча за температуру спалаху на 65-85 °С. *Температура спалахування* – температура, за якої починається горіння тіла.

Таблиця 4.4 – Залежність тиску насиченої пари від температури для деяких рідин

Рідина	$p_{н.п.}$, кПа, при температурі °С					
	20	40	60	80	100	120
Вода	2,4	7,5	20,2	48,2	103	199
Бензин Б-70	16,3	33,2	55,8	1-3	-	-
Гас Т-1	3,94	5,75	7,47	12,1	20,3	35
Спирт	8	20	49,3	-	-	-
Мастила						
індустріальне І-20	-	-	0,14	0,30	0,40	0,60
індустріальне І-50	-	-	-	-	0,14	0,30
АМГ-10	-	-	0,40	0,80	1,80	3,10

Температура, при якій захолює мастило втрачає текучість і вже не в змозі стікати під дією власної ваги, є *температурою застигання*.

Таблиця 4.5 – Характеристика деяких мастил, які застосовують у гідравлічних системах

Марка мастила	В'язкість ν при 50 °С, мм ² /с	Температура, °С		Межа робочих температур, °С	Густина при 20 °С, кг/м ³
		застигання	спалаху		
Індустріальне 12	10 – 14	- 30	165	-30 ÷ + 40	876 ÷ 891
Індустріальне 20	17 – 23	- 20	170	0 ÷ 90	881 ÷ 901
Індустріальне 30	27 – 33	- 15	180	10 ÷ 50	886 ÷ 916
Індустріальне 45	38 – 52	- 10	190	10 ÷ 60	890 ÷ 930
Індустріальне 50	42 – 58	- 20	200	10 ÷ 70	890 ÷ 830
Турбінне 22 (Л)	20 – 23	- 15	180	5 – 50	901
Турбінне 30 (УТ)	28 – 32	- 10	180	10 – 50	901
Турбінне 57 (турборедукторне)	28 – 32	-	195	10 – 70	930
Л (велосит)	4,0 – 5,1	- 25	112	- 10 ÷ + 30	-
Т (вазелинове)	5,1 – 8,5	+ 5	125	-	860 – 890
Циліндрове 11	9 – 13	-	215	-	886 – 916
Циліндрове 24	20 – 28	-	240	-	-
Трансформаторне	9,6	- 45	135	- 30 ÷ + 90	896
МК-8	8,3	- 55	135	-	885

Контрольні питання

1. Охарактеризуйте фізичні властивості рідин: густина, стисливість, теплове розширення.
2. Охарактеризуйте фізичні властивості рідин: пароутворення, розчинення газів.
3. Охарактеризуйте фізичні властивості рідин: в'язкість відносна, динамічна, кінематична, ньютонівська, питома, приведена і структурна.
4. Поняття про ньютонівські і неньютонівські рідини.
5. Навести і прокоментувати реологічні залежності текучості в'язких рідин.
6. Охарактеризуйте режими течії рідин: ньютонівський, в'язкопластичний (бінгамо-шведівський), псевдопластичний, псевдопластичний з початковим напруженням зсуву, дилатантний, дилетантний з початковим напруженням зсуву.

Лекція 5

ОСНОВИ РОЗРАХУНКУ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ. ГІДРОСТАТИКА

Основні визначення. Гідростатичний тиск. Сила гідростатичного тиску на плоскі стінки. Сила тиску рідини на дно посудини. Сила тиску рідини на плоску прямокутну стінку. Сила гідростатичного тиску на криволінійну поверхню.

Основні визначення

Гідростатика – розділ гідромеханіки, що вивчає закони рівноваги рідин, які перебувають у стані абсолютного чи відносного спокою та рівноваги тіл, занурених у рідини за умови, коли відсутні переміщення часток рідини одна відносно одної.

Рідина, що перебуває у стані спокою у системі координат, зв'язаній із Землею, знаходиться в *абсолютному спокої*. Спокій рідини у системі координат, котра рухається відносно Землі, називають *відносним*.

У загальному випадку рідина зазнає дії масових і поверхневих сил. При цьому спокій рідини спостерігається тільки у випадку, коли масові сили мають потенціал і постійні у часі. Зазвичай, розглядають стан спокою рідини, що піддається дії сил гравітації та інерції.

Одне з основних завдань гідростатики – вивчення розподілу тиску в рідині. Знаючи розподіл тиску на підставі законів гідростатики, можна розрахувати сили, що діють з боку рідини, що знаходиться в стані спокою, на занурені в неї тіла, конструкції морських нафто- і газовидобувних платформ, стінки транспортної посудини різної форми тощо. Зокрема, можна вивести умови плавання тіл на поверхні або усередині рідини, а також з'ясувати, за яких умов тіла, що плавають будуть мати стійкість, що особливо важливо в кораблебудуванні. На законах гідростатики, зокрема на законі Паскаля, ґрунтується робота гідравлічного преса, гідравлічного акумулятора, рідинного манометра, сифона й багатьох ін. машин і приладів. Рідина, на відміну від твердих тіл, має властивість текучості, саме тому в рідині не може існувати анізотропії напружень, а значить замість багатокомпонентного тензора, напруження в рідині описується скалярною величиною – *тиском*.

Гідростатичний тиск

Сили, які діють на частинки рідини, поділяються на поверхневі та масові. До поверхневих сил відносять сили тиску, спрямовані нормально до площини, на яку вони діють, та сили внутрішнього тертя, які є дотичними. Масовими силами є сили ваги та сили інерції.

Силу, яка діє на одиницю площини по нормалі до поверхні частинки, що перебуває у рідині в стані спокою, називають гідростатичним тиском.

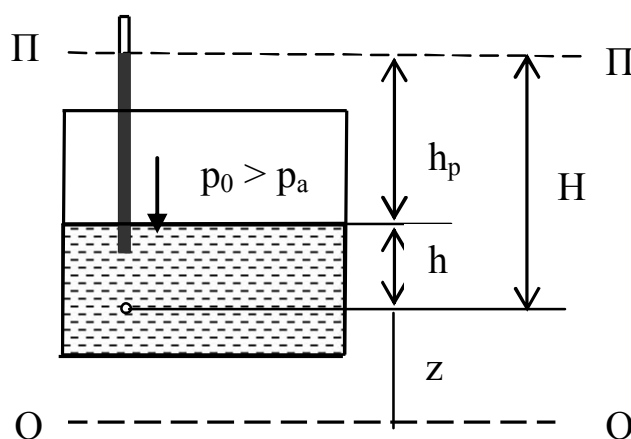
У будь-якій точці рідини гідростатичний тиск є складеним з тиску на її вільну поверхню та тиску стовпа рідини висотою від цієї точки до вільної поверхні:

$$p = p_0 + \rho \cdot g \cdot h, \quad (5.1)$$

де p – гідростатичний тиск, Па; p_0 – тиск на вільну поверхню рідини, Па; ρ – густина рідини, кг/м^3 ; g – прискорення вільного падіння, м/с^2 ; h – висота стовпа рідини над даною точкою, м.

Гідростатичний тиск p називають повним або абсолютним тиском $p_{\text{абс}}$, а $\rho \cdot g \cdot h$ – відносним або надлишковим тиском. Виходячи з цього, якщо тиск на вільну поверхню дорівнює атмосферному тиску, можемо записати

$$p_{\text{абс}} = p_{\text{ат}} + p_{\text{надл.}} \quad (5.2)$$



ПП – п'єзометрична площина;
ОО – площина порівняння.

Рис. 41 – Гідростатичний тиск у закритій посудині

Рівняння (5.1) називають основним рівнянням гідростатики, з якого витікає, що гідростатичний тиск завжди спрямований нормально до площини частинки в даній точці, по всіх напрямках однаковий і залежить від місця точки у рідині, що перебуває в спокої. Одиницею тиску в системі СІ є паскаль (Па):

$$1 \text{ Па} = 1 \text{ Н/м}^2 = 10^{-3} \text{ кПа} = 10^{-6} \text{ МПа}.$$

До введення Міжнародної системи одиниць СІ тиск вимірювали у кг/см^2 . $1 \text{ кг/см}^2 = 98066,5 \text{ Н/м}^2$. Округляючи, маємо: $1 \text{ кг/см}^2 = 1 \cdot 10^5 \text{ Н/м}^2 = 0,1 \text{ МН/м}^2 = 0,1 \text{ МПа}$.

В техніці використовують також технічну атмосферу, яка дорівнює $10^4 \text{ кгс/м}^2 = 1 \text{ кгс/см}^2 = 9,81 \cdot 10^4 \text{ Па}$; $1 \text{ мм вод. ст.} = 9,81 \text{ Па}$; $1 \text{ мм рт. ст.} = 133,3 \text{ Па}$.

Різницю між абсолютним та атмосферним (барометричним) тиском p_a називають надлишковим або манометричним тиском:

$$p_{\text{ман}} = p - p_a. \quad (5.3)$$

Атмосферний (барометричний) тиск залежить від висоти місця над рівнем моря та стану погоди. Як нормальний барометричний тиск приймають тиск, який дорівнює 760 мм рт. ст. , що відповідає $101\,325 \text{ Н/м}^2$. На рівні моря зафіксовано барометричний (атмосферний) тиск від $90\,000 \text{ Н/м}^2$ до $110\,000 \text{ Н/м}^2$. З висотою тиск зменшується і навпаки, у глибоких шахтах збільшується.

Різницю між атмосферним та поточним тиском (у даній точці) називають вакуумом:

$$p_{\text{вак}} = p_a - p. \quad (5.4)$$

Максимально можливий у рідині вакуум обмежений величиною, яка при даній температурі відповідає тиску насиченої пари рідини:

$$p_{\text{вак. Макс}} = p_a - p_{\text{н.п.}}. \quad (5.5)$$

П'єзометрична висота:

$$h_p = \frac{p_{\text{ман}}}{\rho \cdot g} = \frac{p - p_a}{\rho \cdot g}. \quad (5.6)$$

Вакууметрична висота (рис. 42):

$$h_{\text{вак}} = \frac{p_{\text{вак}}}{\rho \cdot g} = \frac{p - p_a}{\rho \cdot g} . \quad (5.7)$$

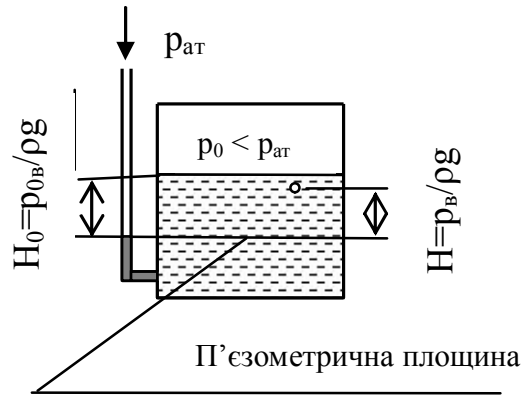


Рис. 42 – Вакууметрична висота

Площину, у всіх точках якої тиск дорівнює атмосферному, називають п'єзометричною площиною *П-П* (рис. 42), яка у відкритій посудині співпадає з вільною поверхнею. У закритій посудині п'єзометрична площина може бути розташованою вище вільної поверхні ($p_0 > p_a$) або нижче її ($p_0 < p_a$).

В будь-якій точці рідини надлишковий (манометричний) тиск:

$$p_{\text{ман}} = \rho \cdot g \cdot H , \quad (5.8)$$

де H – глибина занурення точки під п'єзометричною площиною.

Сила гідростатичного тиску на плоскі стінки

Надлишкова сила гідростатичного тиску на плоску стінку дорівнює тиску в центрі ваги стінки, помноженому на її площу:

$$P = (p_0 + \rho \cdot g \cdot h_c) \cdot S , \quad (5.9)$$

де h_c – глибина занурення центра ваги стінки над вільною поверхнею (рис. 43); S – площа стінки; p_0 – надлишковий тиск на вільній поверхні рідини.

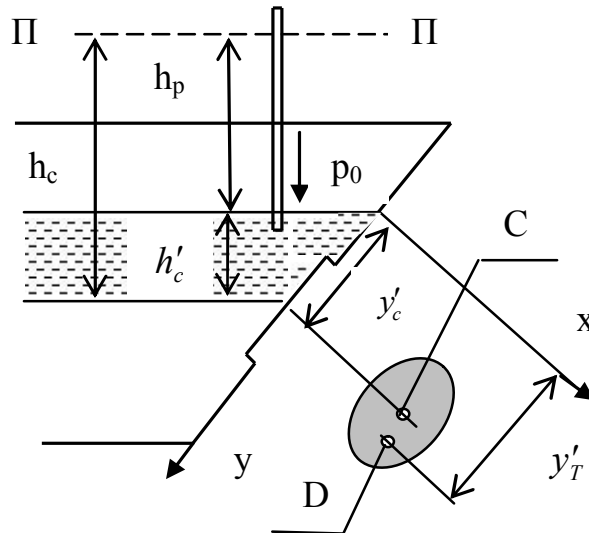


Рис. 43 – Тиск на плоску стінку

Формулу (5.9) можна переписати у вигляді:

$$P = P_0 + P_p, \quad (5.10)$$

де $P_0 = p_0 \cdot S$ – сила, яка обумовлена зовнішнім тиском; $P_p = \rho g h_c S$ – сила, яка обумовлена лише тиском рідини.

Силу P_0 прикладено у центрі ваги стінки (C), силу P_p – у центрі тиску (D), координату якого визначають за формулою:

$$y_D = y'_c + \frac{J_0}{S \cdot y'_c}, \quad (5.11)$$

де y'_c – координата центра ваги; J_0 – момент інерції плоскої фігури відносно до центральної осі.

З формули (5.11) очевидно, що центр тиску не співпадає з центром ваги та розташований нижче його на величину $\frac{J_0}{S \cdot y'_c}$.

Надлишкова сила тиску на плоску стінку:

$$P = \rho g h_c S, \quad (5.12)$$

де h_c – відстань від центра ваги стінки до п'єзометричної площини $\Pi-\Pi$.

Сила тиску рідини на дно посудини

Силу тиску P на горизонтально розташоване дно однакової площини S у посудинах різної форми (рис. 44) можна визначити за допомогою формули:

$$P = \rho \cdot g \cdot H \cdot S. \quad (5.13)$$

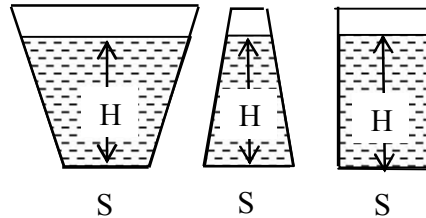


Рис. 44.

Таким чином, сила тиску рідини на дно посудини не залежить від її форми (гідростатичний парадокс).

Парадоксальність явища полягає у тому, що вага наливої у посудину рідини може відрізнятись від сили її тиску на дно цієї посудини. Першим на цей факт, що на той час видався парадоксальним, вказав фламандський математик Сімон Стевін, (Simon Stevin) (1548-1620).

Друга назва цього парадоксу – парадокс Паскаля дана, завдяки Паскалю, котрий популяризував це явище своїми дослідями. Він продемонстрував цей парадокс у 1648. Паскаль вставив в закриту бочку, наповнену водою, тонку трубку і, піднявшись на балкон другого поверху, влив у цю трубку кухоль води. Через малий діаметр трубки вода в ній піднялася до великої висоти, і тиск у бочці збільшився настільки, що кріплення бочки не витримали, і вона почала пропускати воду через щілини.

Це явище пояснюється основним рівнянням гідростатики, згідно з яким тиск залежить від глибини занурення (висоти стовпа рідини), але не залежить від її кількості у посудині та форми посудини.

Сила тиску рідини на плоску прямокутну стінку

Згідно формули (5.12) при ширині стінки b та глибині H (рис. 45) рідини густиною ρ :

$$p_c = \rho \cdot g \cdot h_c = \rho \cdot g \cdot \frac{H}{2}; \quad S = b \cdot H$$

і, таким чином,

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot g \cdot b \cdot H^2 . \quad (5.14)$$

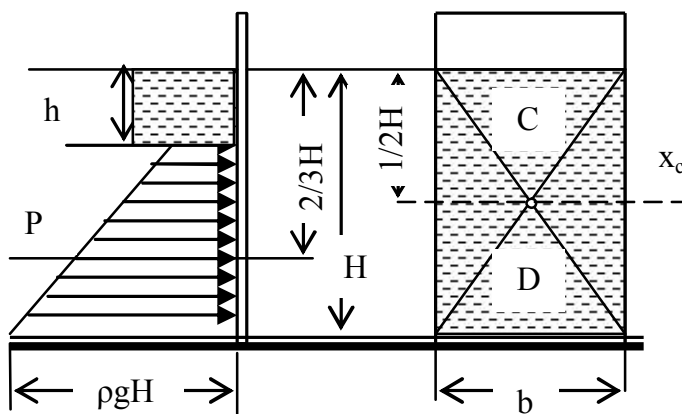


Рис. 45.

Центр тиску знаходять за допомогою формули (5.11), в якій

$$y_c = \frac{H}{2} ; \quad J_c = \frac{b \cdot H^3}{12} ; \quad S = b \cdot H ;$$

таким чином $y_D = \frac{H}{2} + \frac{b \cdot H^3 \cdot 2}{12H \cdot b \cdot H} = \frac{2}{3} H .$ (5.15)

Сила гідростатичного тиску на криволінійну поверхню

У загальному випадку сила гідростатичного тиску на криволінійну поверхню визначається за формулою:

$$P = \sqrt{P_x^2 + P_y^2 + P_z^2} . \quad (5.16)$$

Для циліндричної криволінійної поверхні (рис. 46)

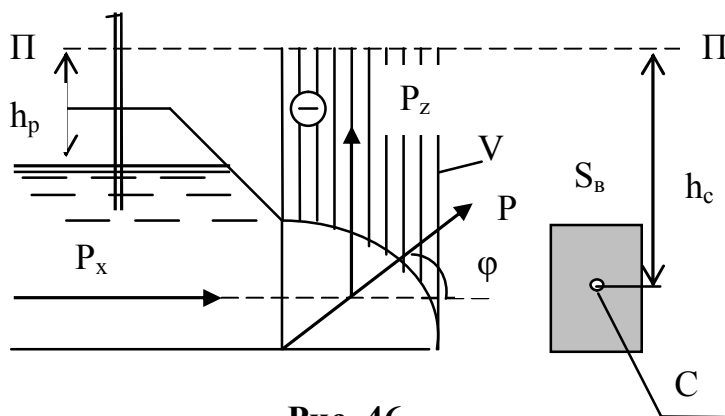


Рис. 46.

$$P = \sqrt{P_x^2 + P_z^2},$$

де P_x та P_z – горизонтальна та вертикальна складові сили P .

Горизонтальна складова:

$$P_x = \rho g h_c S_e, \quad (5.17)$$

де h_c – відстань від центра ваги вертикальної проекції до п'єзометричної площини; S_e – площа проекції криволінійної поверхні на вертикальну площину.

Вертикальна складова:

$$P_z = \rho g V, \quad (5.18)$$

де V – об'єм тіла тиску – вертикального стовпа рідини, який розташований між п'єзометричною площиною, криволінійною поверхнею та вертикальною поверхнею, що проектується, та проходить по контуру стінки.

Вектор повної сили тиску на циліндричну площину проходить через вісь циліндра під кутом φ до горизонту, причому

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{P_z}{P_x}. \quad (5.19)$$

Контрольні питання

1. Що таке «Гідростатика»? Дайте визначення.
2. Розкрийте поняття «Гідростатичний тиск».
3. Запишіть і прокоментуйте основне рівняння гідростатики.
4. Розкрийте тему: «Сила гідростатичного тиску на плоскі стінки».
5. Розкрийте тему: «Сила тиску рідини на дно посудини».
6. Розкрийте тему: «Сила тиску рідини на плоску прямокутну стінку».
7. Розкрийте тему: «Сила гідростатичного тиску на криволінійну поверхню».

Лекція 6

ОСНОВИ РОЗРАХУНКУ НАЛИВНОГО ТРАНСПОРТУ.
ВІДНОСНИЙ СПОКІЙ РІДИНИ

Наливний транспорт. Аналіз випадків: 1. Рідина заповнює посудину, що рухається у горизонтальному напрямку із сталим прискоренням (наприклад, рухома цистерна); 2. Сила тиску рідини, що знаходиться у відносному спокої, на криволінійну поверхню. 3. Рідина, яка заповнює посудину, що обертається навколо своєї вертикальної осі. Параметри параболоїдів обертання.

У сегменті наливних вантажів переважають продукти хімічної, нафтохімічної та добувної промисловості, що робить даний сегмент стратегічно важливим для всього світового господарства. Доставка таких вантажів – складний процес, що вимагає дотримання технічних і санітарних вимог, в першу чергу на залізничному і автомобільному транспорті. Для транспортування наливних вуглеводневих продуктів – сирої нафти, нафтопродуктів, зрідженого природного газу використовуються спеціально сконструйовані і обладнані транспортні засоби.

Аналіз основних випадків.

6.1. На рідину, яка заповнює посудину, що рухається у горизонтальному напрямку із сталим прискоренням (рис. 47), діють сила тяжіння та сила інерції.

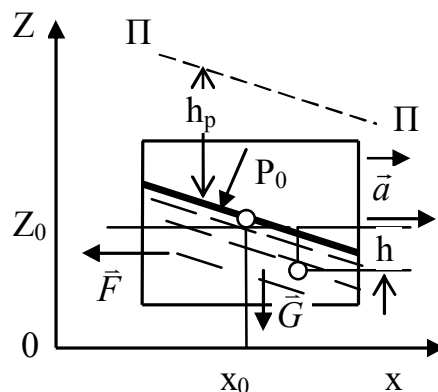


Рис. 47.

В цьому випадку вільна поверхня рідини являє собою похилу площину, рівняння якої виглядає як:

$$z = -\frac{a}{g} \cdot x + C, \quad (6.1)$$

де C – стала величина; a – прискорення посудини.

Гідростатичний тиск у будь-якій точці рідини:

$$p = p_0 + \rho_0 \cdot g \cdot h, \quad (6.2)$$

де h – відстань від точки до вільної поверхні по вертикалі.

П'єзометрична площина або поверхня рівня, на всіх точках якої тиск дорівнює атмосферному, проходить паралельно вільній поверхні

на висоті $h_p = \frac{p_0 - p_a}{\rho_0 \cdot g}$; якщо тиск на вільній поверхні $p_0 > p_a$,

або на глибині $h_{\text{вак}} = \frac{p_a - p_0}{\rho_0 \cdot g}$ під вільною поверхнею, якщо $p_0 < p_a$.

У цьому випадку сила тиску на плоску стінку визначиться з виразу:

$$P = (p_0 + \rho_0 \cdot g \cdot h'_c) \cdot S = \rho_0 \cdot g \cdot h_c \cdot S, \quad (6.3)$$

де h'_c та h_c – відстань по вертикалі від центра ваги стінки до вільної поверхні та до п'єзометричної площини відповідно.

6.2. Силу тиску на криволінійну поверхню знаходять, виходячи з умов динамічної рівноваги об'єму рідини V , який вміщено між криволінійною поверхнею та площиною, проведеною через граничний контур поверхні (на рис. 48 заштриховано):

$$\vec{P} = \vec{P}_1 + \vec{F} + \vec{G}, \quad (6.4)$$

де \vec{P}_1 – сила тиску на плоский переріз АВ, який визначають за допомогою формули (1.41); $\vec{F} = \rho_0 \cdot a \cdot V$ – сила інерції; $\vec{G} = \rho_0 \cdot g \cdot V$ – вага рідини.

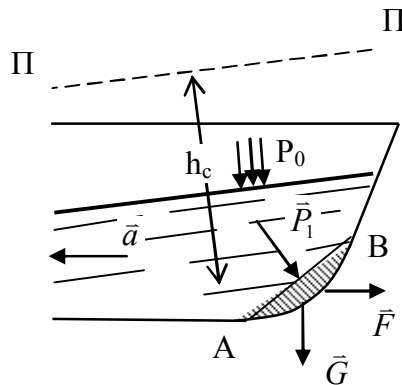


Рис. 48.

6.3. На будь-яку частинку *рідини*, яка заповнює посудину, що обертається навколо своєї вертикальної осі, крім сили тяжіння діє відцентрова сила інерції:

$$\Delta F = \Delta m \cdot \omega^2 \cdot r, \quad (6.5)$$

яку можна розкласти на складові:

$$\Delta F_x = \Delta m \cdot \omega^2 \cdot x, \quad \Delta F_y = \Delta m \cdot \omega^2 \cdot y^2, \quad (6.6)$$

де Δm – маса частинки; ω – кутова швидкість; r – відстань частинки від осі обертання, x та y – проекції вектора r на осі координат так що $x^2 + y^2 = r^2$.

Отже проекції прискорення масових сил на осі координат у нашому випадку дорівнюють:

$$X = \omega^2 x, \quad Y = \omega^2 y, \quad Z = -g.$$

Якщо підставити значення X , Y та Z у диференціальне рівняння рівноваги $dp = \rho(Xdx + Ydy + Zdz)$ та проінтегрувати, то отримаємо:

$$p = p_0 + \frac{\rho}{2} \cdot \omega^2 \cdot r^2 - \rho \cdot g(z - z_0), \quad (6.7)$$

де p_0 – тиск на вільній поверхні, z_0 – вершина параболоїда обертання.

У довільній точці, яка розташована на глибині h під поверхнею рідини, тиск визначається за формулою:

$$p = p_0 + \rho \cdot g \cdot h \quad (6.8)$$

Поверхні рівня є параболоїдами обертання. Рівняння вільної поверхні рідини має вигляд:

$$z = z_0 + \frac{\omega^2 \cdot r^2}{2g}. \quad (6.9)$$

При $p = p_a$ п'єзометрична поверхня співпадає з вільною поверхнею рідини. У повністю заповненій закритій посудині вільна поверхня відсутня і п'єзометрична поверхня проходить через точку рідини, в якій тиск дорівнює атмосферному (напр., через рівень у відкритому п'єзометрі, де $p = p_a$).

У посудині радіусом R висота H параболоїда обертання:

$$H = \frac{\omega^2 \cdot R^2}{2g}. \quad (6.10)$$

Об'єм параболоїда обертання:

$$V = \frac{\pi \cdot R^2 \cdot H}{2}. \quad (6.11)$$

Приклади розрахунків.

Приклад Р-1. Рухома цистерна радіусом $R = 0,75$ м та довжиною $L = 3$ м заповнена водою на висоту $h = 1$ м. Цистерна рухається горизонтально з прискоренням $a = 1,5$ м/с² (рис. 49).

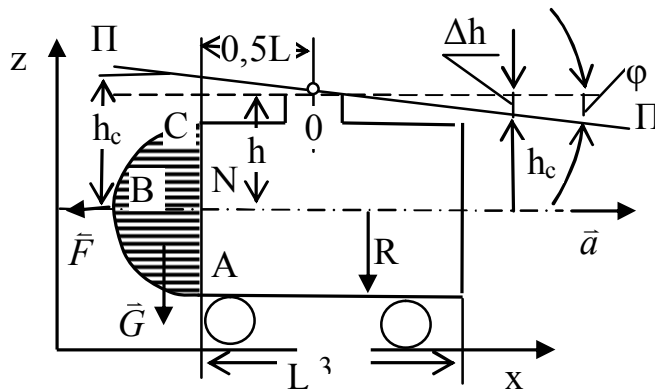


Рис. 49.

Визначити сили тиску на плоску та сферичну кришки цистерни.

Рішення.

П'єзометрична площина проходить через точку O , де тиск дорівнює атмосферному. Кут нахилу φ до горизонту знайдемо з рівняння, отриманого інтегруванням диференціального рівняння поверхні рівня

$$Xdx + Ydy + Zdz = 0, \text{ в якому } X = -a, \quad Y = 0, \quad Z = -g.$$

$$z = -\frac{a}{g} \cdot x + C, \quad \operatorname{tg} \varphi = -\frac{a}{g} = \frac{1,5}{9,81} = 0,153.$$

Сила надлишкового тиску води на плоску стінку

$$P_1 = \rho_0 \cdot g \cdot h_c \cdot S,$$

де $h_c = h - \Delta h = 0,5L \cdot \operatorname{tg} \varphi = 1 - 0,5 \cdot 3 \cdot 0,153 = 0,77 \text{ м}$ – відстань по вертикалі від п'єзометричної площини $\Pi - \Pi$ до центру тяжіння кришки

$$P_1 = \rho_0 \cdot g \cdot h_c \cdot \pi \cdot R^2 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,77 \cdot 3,14 \cdot 0,75^2 = 13000 \text{ Н.}$$

Силу тиску на сферичну кришку знайдемо з умов відносної рівноваги рідини в об'ємі V (на рисунку заштриховано):

$$\vec{P}_2 = \vec{N} + \vec{G} + \vec{F},$$

де \vec{N} – сила тиску на плоский переріз АС, яка дорівнює:

$$\begin{aligned} N &= \rho_0 \cdot g \cdot h_a \cdot S = \rho_0 \cdot g (h + 0,5 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg} \varphi) \cdot \pi \cdot R^2 = \\ &= 1000 \cdot 9,81 (1 + 0,5 \cdot 3 \cdot 0,153) \cdot 3,14 \cdot 0,75^2 = 21000 \text{ Н} \end{aligned}$$

G – вага рідини об'ємом V , яка дорівнює:

$$\begin{aligned} G &= \rho_0 \cdot g \cdot V = \rho_0 \cdot g \cdot \frac{2}{3} \cdot \pi \cdot R^3 = \\ &= 1000 \cdot 9,81 \cdot \frac{2}{3} \cdot 3,14 \cdot 0,75^3 = 8650 \text{ Н} \end{aligned}$$

F – сила інерції рідини об'ємом V , яка дорівнює:

$$\begin{aligned} F &= \rho_0 \cdot a \cdot V = \rho_0 \cdot a \cdot \frac{2}{3} \pi \cdot R^3 = \\ &= 1000 \cdot 1,5 \cdot \frac{2}{3} \cdot 3,14 \cdot 0,75^3 = 1320 \text{ Н} \end{aligned}$$

Повна сила тиску на сферичну кришку:

$$P_2 = \sqrt{(N + F)^2 + G^2} = \sqrt{(21300 + 1320)^2 + 8650^2} = 24200 \text{ Н.}$$

Приклад Р-2. При бурінні свердловини розкрито водоносний горизонт. Глибина залягання покрівлі водоносного пласта $h_{nl} = 100 \text{ м}$. Глибина залягання його підшви $h_{nd} = 250 \text{ м}$. Глибина статичного рівня води $h_{cm} = 30 \text{ м}$. Позначка поверхні землі устя свердловини $A_3 = 375 \text{ м}$. Атмосферний тиск на поверхні статичного рівня 760 мм рт. ст. . Визначити п'єзометричну висоту тиску над покрівлею пласта h_{nn} та над його підшовою h_{nu} , а також визначити п'єзометричний H_n та гідростатичний H_z напори.

Рішення.

П'єзометрична висота тиску над покрівлею пласта:

$$h_{nn} = h_{nl} - h_{cm} = 100 - 30 = 70 \text{ м.}$$

П'єзометрична висота тиску над підшвою пласта:

$$h_{nu} = h_{nd} - h_{cm} = 250 - 30 = 220 \text{ м.}$$

Виходячи з основного рівняння гідростатики та його геометричної інтерпретації, визначаємо зведену висоту тиску над покрівлею та підшвою водоносного пласта:

$$h_{зв.п.} = h_{nn} + p_a / \gamma; \text{ та } h_{зв.нд.} = h_{nu} + p_a / \gamma.$$

Якщо мати на увазі, що атмосферний тиск 760 мм рт. ст. дорівнює 0,101 МПа, а питома вага води $9,81 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^3$, то:

$$h_{зв.п.} = 70 + \frac{0,101 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 10^3} = 80,3 \text{ м.}$$

$$h_{зв.нд.} = 220 + \frac{0,101 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 10^3} = 230,3 \text{ м.}$$

Визначимо абсолютну позначку покрівлі пласта:

$$A_n = A_z - h_{nl} = 375 - 100 = 275 \text{ м.}$$

З цього виходить, що:

$$H_n = h_{nn} + A_n = 70 + 275 = 345 \text{ м.}$$

$$H_z = H_n + p_a / \gamma = 345 + \frac{0,101 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 10^3} = 355,3 \text{ м.}$$

Контрольні питання

1. Наведіть приклади наливного транспорту вуглеводнів.
2. Проаналізуйте випадок: рідина заповнює посудину, що рухається у горизонтальному напрямку із сталим прискоренням (наприклад, рухома цистерна).
3. Напишіть рівняння для сили тиску рідини, що знаходиться у відносному спокої, на криволінійну поверхню.
4. Проаналізуйте випадок: рідина, яка заповнює посудину, що обертається навколо своєї вертикальної осі. Напишіть формули для висоти і об'єму параболоїда обертання.
5. Виходячи з основного рівняння гідростатики напишіть формулу для визначення тиску над покрівлею та підшвою флюїдноносного пласта.

Лекція 7

ОСНОВИ РОЗРАХУНКУ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ. ГІДРОДИНАМІКА

Основні визначення. Рівняння нерозривності потоку. Ламінарний та турбулентний режим руху рідини. Число Рейнольдса. Рівняння Бернуллі. Вимірювання швидкості і витрати потоку рідини. Трубка Піто. Водомір Вентурі. Втрати напору при ламінарному і турбулентному русі рідини. Графіки Нікурадзе. Формули Пуазейля, Блазіуса, Шифринсона, Нікурадзе, Альтшуля, Шезі, Павловського.

Основні визначення

Гідродинаміка є розділом гідромеханіки, який вивчає рух нестисливих рідин під дією зовнішніх сил та механічну взаємодію між рідиною та твердими тілами при їх відносному русі.

Рух рідини вважають *усталеним*, якщо швидкість та тиск у будь-якій точці простору, зайнятого рідиною, із спливанням часу не змінюються. При неусталеному русі рідини швидкість та тиск із плином часу змінюються.

До основних характеристик потоку відносять:

- площу живого перерізу F , м²;
- змочений периметр або периметр живого перерізу – лінія, якою переріз прилягає до стінок, що його обмежують, χ , м;
- гідравлічний радіус $R = F/\chi$, м.
- Витрата потоку (об'ємна $Q = V/t$ або масова $G = m/t$) – кількість рідини, яка протікає через живий переріз у одиницю часу, м³/год.; кг/год.
- Швидкість потоку також може бути об'ємною ($u = Q/F$) або масовою ($u_m = G/F = u\rho$).

В інженерних розрахунках використовують параметр $u_{cp} = Q/F$ – середню швидкість потоку, тобто однакову для всіх точок перерізу швидкість, при якій витрата дорівнює дійсній витраті.

Рівняння нерозривності потоку

При усталеному русі через будь-який переріз потоку проходить одна й та ж кількість рідини:

$$u_1 \cdot F_1 = u_2 \cdot F_2 = u_n \cdot F_n = \text{const}, \quad (7.1)$$

звідки виходить, що середні швидкості потоку обернено пропорційні площам відповідних живих перерізів $\frac{u_1}{u_2} = \frac{F_2}{F_1}$.

Ламінарний та турбулентний режим руху рідини

Розрізняють *ламінарний режим руху рідини*, при якому частинки рідини, рухаючись з різними швидкостями паралельно осі трубопроводу, не перемішуються, та *турбулентний – хаотичний неупорядкований рух рідини*. При турбулентному русі поряд з основним поступальним рухом рідини вздовж трубопроводу відбуваються поперечні переміщення та обертальні рухи (завихрювання) частинок, що приводить до інтенсивного перемішування рідини у трубопроводі.

Визначає режим руху рідини критерій Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{u \cdot D \cdot \rho}{\mu} = \frac{u \cdot D}{\nu}, \quad (7.2)$$

де: D – внутрішній діаметр труби, м; ρ – густина рідини, кг/м^3 ; μ – динамічна в'язкість, $\text{Н}\cdot\text{с/м}^2$; ν – кінематична в'язкість, $\text{м}^2/\text{с}$.

Критерій Рейнольдса у випадку течії рідини в каналах довільного перерізу визначають введенням у формулу (7.2) гідравлічного радіусу $R = D/4$.

$$\text{Re}'' = \frac{4u \cdot R}{\nu}. \quad (7.3)$$

У трубах круглого перерізу при $\text{Re} < 2300$ (критичне число Рейнольдса) режим руху рідини ламінарний, а при $\text{Re} > 2300$ – турбулентний.

Рівняння Бернуллі

Основним енергетичним законом гідравліки, який визначає зв'язок між тиском та швидкістю у рухомому потоці рідини, є рівняння Бернуллі:

$$z_1 + \frac{p_1}{\rho \cdot g} + \alpha_1 \frac{u_1^2}{2g} = z_2 + \frac{p_2}{\rho \cdot g} + \alpha_2 \frac{u_2^2}{2g} + h_{n1-2}. \quad (7.4)$$

Всі члени цього рівняння мають розмірність довжини (метр стовпа рідини, яку перекачують).

В цьому рівнянні :

z – геометричний напір, енергія положення частинки над площиною відліку, м;

$p/\rho g$ – п'єзометричний напір, м;

$z + p/\rho g$ – гідростатичний напір, повний запас потенціальної енергії 1 кг рідини, м;

$u^2/2g$ – швидкісний напір, питома кінетична енергія 1 кг рідини, м;

α – відношення дійсної кінетичної енергії потоку, яку обчислено за значеннями місцевих швидкостей, до величини кінетичної енергії, яку обчислено за значеннями середньої швидкості. Для ламінарного потоку $\alpha = 2$, а для турбулентного $\alpha = 1,04 \div 1,13$.

$z + \frac{p}{\rho \cdot g} + \alpha \frac{u^2}{2g} = H$ – напір потоку у відповідному перерізі, питома енергія, яку переносить потік через переріз.

$h_{n1-2} = h_L + h_M$ – втрати напору на гідравлічні опори, зменшення питомої енергії потоку між перерізами 1 та 2, які складаються з втрат напору на тертя по довжині трубопроводу h_L та втрат напору у місцевих опорах h_M .

Вимірювання швидкості і витрати потоку рідини. Трубка Піто. Водомір Вентурі.

У відкритому потоці вимірювання швидкості здійснюють за допомогою *трубки Піто* (рис. 50)

Швидкість потоку у точці розташування нижнього отвору трубки Піто $u = \varphi \sqrt{2gh}$, де φ – коефіцієнт, який враховує параметри реальної рідини та конструктивні особливості трубок; h – висота рідини у трубці, м.

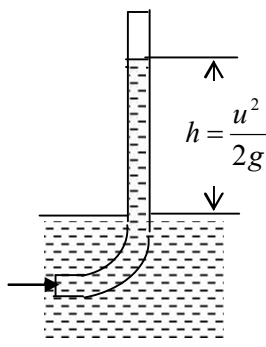


Рис. 50. Трубка Піто

У довгих трубопроводах та каналах довільного перерізу вимірювання витрати рідини здійснюють за допомогою *водоміра Вентурі* (рис. 51).

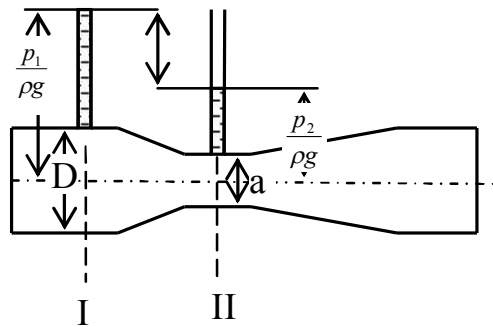


Рис. 51 – Водомір Вентурі

Вимірюють Δh – різницю п'єзометричних напорів у перерізах *I* та *II*. Втрати напору на цій ділянці приймаємо $h_{em} = 0$ і $\alpha_1 = \alpha_2 = 1$.

З рівняння Бернуллі $u_2^2 - u_1^2 = 2g\Delta h$. Швидкість у перерізі *I* знаходять шляхом розв'язання цього рівняння з рівнянням нерозривності потоку:

$$u_1 = \frac{\sqrt{2g\Delta h}}{\sqrt{\left(\frac{\omega_1}{\omega_2}\right)^2 - 1}},$$

де ω_1 та ω_2 – відповідно площа перерізів *I* та *II*.

Витрату рідини, яка протікає через прилад, визначають як добуток швидкості u_1 на площу перерізу ω_1 :

$$Q = u_1 \cdot \omega_1 = \omega_1 \sqrt{\frac{2g\Delta h}{\left(\frac{\omega_1}{\omega_2}\right)^2 - 1}}. \quad (7.5)$$

З урахуванням коефіцієнта витрати ($\mu = 0,96-0,98$) формула (7.5) приймає вигляд

$$Q = \mu \cdot \omega_1 \sqrt{\frac{2g\Delta h}{\left(\frac{\omega_1}{\omega_2}\right)^2 - 1}}. \quad (7.6)$$

Втрати напору при ламінарному і турбулентному русі рідини.

Графіки Нікурадзе

При течії реальної рідини у трубі частина гідравлічного напору витрачається на подолання лінійних h_L та місцевих гідравлічних опорів.

$$h_L = \lambda \frac{L}{D} \cdot \frac{u^2}{2g}, \quad (7.7)$$

де L – довжина трубопроводу; D – внутрішній діаметр трубопроводу; u – середня швидкість потоку; λ – безрозмірний коефіцієнт опору на тертя.

Для ламінарного руху рідини:

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}} \text{ (формула Пуазейля)}. \quad (7.8)$$

Якщо підставити (7.8) у (7.7), то втрати напору при ламінарному русі:

$$h_L = \frac{32\nu \cdot L}{g \cdot D^2} \cdot u. \quad (7.9)$$

Таким чином, втрати напору на тертя при ламінарному русі пропорційні середній швидкості та довжині труби.

Щодо турбулентного режиму течії, то, на відміну від ламінарного режиму, коефіцієнт гідравлічного тертя у загальному випадку залежить не лише від числа Рейнольдса, але й від стану внутрішньої поверхні труби (шорсткості), ступінь чистоти якої визначає середня висота виступів Δ (абсолютна шорсткість) або відношення середньої висоти виступів до діаметра (радіуса) труби Δ / D або Δ / r (відносна шорсткість). Найбільш повною мірою цю залежність характеризують графіки І. Нікурадзе (рис. 52).

Як можна бачити з цих графіків, при ламінарному режимі ($\text{Re} < 2300$, $\lg \text{Re} < 3,3$) незалежно від величини Δ/r всі експериментальні точки лежать на прямій лінії I , що відповідає формулі (7.5). Це свідчить про те, що шорсткість не впливає на гідравлічний опір.

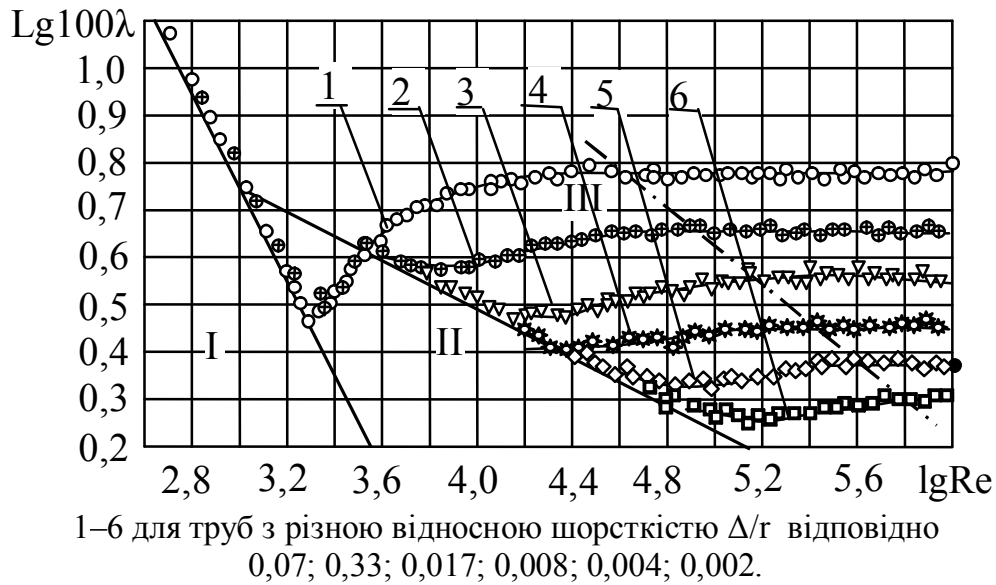


Рис. 52 – Графіки І. Нікурадзе

В інтервалі $Re \approx 2300 \div 3000$ ($\lg Re = 3,3 \div 3,5$) при переході від ламінарного до турбулентного руху із збільшенням числа Рейнольдса Re відбувається збільшення коефіцієнта λ , але опір, як і в попередньому випадку, не залежить від шорсткості. При переході до турбулентного режиму руху ($\lg Re > 3,5$) та збільшенні шорсткості ($\Delta/r = 0,07 \div 0,033$) характер кривих $\lambda = f(Re)$ різко змінюється і вони перетинають пряму лінію II, вздовж якої розташовано точки, які характеризують коефіцієнт λ для випадку $\Delta/r = 0,017 \div 0,002$. Крива II характеризує, таким чином, режим, при якому граничний шар покриває виступи шорсткості і створює для рухомого ядра потоку поверхню, подібну до гладенької труби. Такий режим називають режимом гідравлічно гладких труб, для якого при $Re = 10^4 \div 10^5$ широко застосовується формула Блазіуса:

$$\lambda = \frac{0,316}{\sqrt[4]{Re}}; \quad (7.10)$$

при $Re > 10^5$ – формула Нікурадзе:

$$\lambda = 0,0032 + \frac{0,221}{Re^{0,237}}. \quad (7.11)$$

Із збільшенням швидкості руху рідини і, відповідно, числа Рейнольдса товщина граничного шару зменшується, він вже не покриває виступи шорсткості, які входять у ядро потоку, викликаючи

завихрювання та зрив струменів, що теж впливає на величину гідравлічного опору. Область між прямими *I* та *II* ($2300 < Re < Re_{гр.}$), для якої $\lambda = f(Re, \Delta/r)$, називають перехідною областю. В цій зоні для визначення коефіцієнта гідравлічного опору використовують формулу А.Д. Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{k_e}{D} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad (7.12)$$

де k_e – еквівалентна рівномірна зерниста шорсткість, яку у залежності від матеріалу і стану поверхні труб приймають за таблицями, мм.

Таблиця 7.1. – Значення еквівалентної шорсткості

Вид стінки	k_e , мм
Дуже гладенька поверхня	$< 0,1$
Скляні, латунні, мідні, свинцеві та нові сталеві труби	$0,1 - 0,2$
Дерев'яні, бетонні, асбоцементні, залізобетонні та нові чавунні водопровідні труби	$0,2 - 0,5$
Сталеві та чавунні труби після використання	$0,5 - 1,0$
Клепані сталеві труби, каналізаційні труби	$1 - 2$
Забруднені каналізаційні труби	$2 - 5$

При подальшому збільшенні швидкості у зоні праворуч від кривої *III* величина коефіцієнта λ залежить лише від шорсткості Δ/r і не залежить від числа Рейнольдса Re . Для цієї зони характерна квадратична залежність між втратами напору та швидкістю.

Для шорстких труб у квадратичній зоні використовують формулу Шифринсона:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{\Delta}{D} \right)^{0,25}. \quad (7.13)$$

Швидкість потоку, характерна для області квадратичного закону опору, визначають з формули:

$$Re = \frac{u_{гран.} \cdot D}{\nu} = 568 \frac{D}{\Delta}, \text{ звідки } u_{гран.} = 568 \frac{\nu}{\Delta}. \quad (7.14)$$

Широко використовується в інженерній практиці формула Шезі для визначення середньої швидкості u сталого, рівномірного потоку рідини, що відповідає, як правило, квадратичній області опору:

$$u = C\sqrt{R \cdot i}, \quad (7.15)$$

де C – коефіцієнт Шезі, $\text{м}^{0,5}\text{с}^{-1}$.

Найбільш придатною для визначення коефіцієнта C є формула Н.Н. Павловського:

$$C = \frac{1}{n} \cdot R^y; \quad (7.16)$$

де n – коефіцієнт шорсткості (приймають за таблицями, $n = 0,01 \div 0,017$); R – гідравлічний радіус; y – показник степені. Для орієнтовних розрахунків:

$$R = 0,1 \div 1,0 \text{ м}, \quad y = 1,5\sqrt{n}; \quad R = 1,0 \div 3,0 \text{ м}, \quad y = 1,3\sqrt{n}.$$

Контрольні питання

1. Що таке «Гідродинаміка»? Дайте визначення.
2. Дайте визначення усталеного руху рідини.
3. Наведіть основні характеристики потоку рідини і газу.
4. Напишіть і прокоментуйте рівняння нерозривності потоку.
5. Опишіть ламінарний та турбулентний режим руху рідини. Число Рейнольдса.
6. Напишіть рівняння Бернуллі. Прокоментуйте його.
7. Розкрийте тему: «Вимірювання швидкості і витрати потоку рідини». Трубка Піто. Водомір Вентурі.
8. Розкрийте тему: «Втрати напору при ламінарному і турбулентному русі рідини. Графіки Нікурадзе».
9. Напишіть і охарактеризуйте область застосування формул: Пуазейля, Блазіуса, Шифринсона, Нікурадзе, Альтшуля, Шезі, Павловського.
10. Охарактеризуйте поняття «гідравлічно гладких труб».

Лекція 8

ОСНОВИ РОЗРАХУНКУ ТРУБОПРОВІДНОГО
ТРАНСПОРТУ. МІСЦЕВІ ОПОРИ

Поняття місцевого опору. Визначення коефіцієнтів місцевих опорів.

Зміна перерізу потоку: раптове розширення та звуження трубопроводу, вхід у трубу з резервуара, поступове розширення трубопроводу (дифузор), поступове звуження трубопроводу (конфузор). Зварні стики трубопроводу. Зміна напрямку потоку: різкий поворот (коліно), плавний поворот трубопроводу. Втрати напору, пов'язані зі зміною перерізу та напрямку потоку: засувки, вентилі, клапани та ін. Розділення і поєднання потоків.

Місцеві втрати напору, які обумовлені фасонними частинами, арматурою та іншим обладнанням трубопровідної мережі, визначають за формулою:

$$h_M = \zeta \frac{u^2}{2g}, \quad (8.1)$$

де ζ – коефіцієнт місцевого опору.

Повна втрата напору у трубопроводі $H = h_L + \Sigma h_M$. Коефіцієнти місцевих опорів наведено нижче.

Зміна перерізу потоку

Раптове розширення трубопроводу.

Коефіцієнт опору визначається за формулою:

$$\zeta = \alpha_1 \left(\frac{D_2^2}{D_1^2} - 1 \right)^2, \quad (8.2)$$

де α_1 – коефіцієнт кінетичної енергії у вузькому перерізі труби.

Таблиця 8.1 – Значення ζ/α_1 для раптового розширення трубопроводу

D_2/D_1	1	1,25	1,5	1,75	2	2,25	2,5	2,75	3	3,5
$\frac{\zeta_{P.P.}}{\alpha_1} = \left(\frac{D_2^2}{D_1^2} - 1 \right)^2$	0	0,31	1,56	4,24	9	16,4	27,5	42,7	64	126
$\zeta_{p.p.} = \left(\frac{D_1^2}{D_2^2} - 1 \right)^2$	0	0,13	0,31	0,45	0,56	0,64	0,7	0,75	0,79	0,84

Для визначення коефіцієнтів опору у випадку не круглих перерізів замість відношення квадратів діаметрів приймають відношення відповідних площин:

$$\xi_{p.p.} = \left(\frac{\omega_2}{\omega_1} - 1 \right)^2, \quad (8.3)$$

де: ω_1 та ω_2 – площа перерізу труби до та після розширення, відповідно.

Таблиця 8.2 – Значення ζ в залежності від співвідношення ω_2/ω_1

ω_2/ω_1	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1
ζ	81	64	49	36	25	16	9	4	1	0

При *раптовому звуженні трубопроводу* ζ визначається за формулою

при $D_2 > 0,5D_1$

$$\xi_{p.зв.} = \left(\frac{1}{\varepsilon} - 1 \right)^2, \quad (8.4)$$

де ε – коефіцієнт стиснення струменя при вході у вузьку трубу, який визначають за формулою:

$$\varepsilon = 0,57 + \frac{0,043}{1,1 - \frac{D_2^2}{D_1^2}} \quad (8.5)$$

при $D_2 < 0,5D_1$

$$\zeta_{p.зв.} = 0,5 \left(1 - \frac{D_2^2}{D_1^2} \right). \quad (8.6)$$

Таблиця 8.3 – Значення коефіцієнта раптового звуження трубопроводу

D_2/D_1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
$\zeta_{p.зв.}$	0,5	0,49	0,46	0,43	0,4	0,35	0,29	0,22	0,14	0

Вхід у трубу з резервуара при:

- гострих ребрах – $\zeta_{вх.} = 0,50$;

Таблиця 8.4 – Коефіцієнт опору для входу у трубу з резервуара

$\frac{l}{D}$	$\zeta_{вх}$ при значеннях δ/D			
	0	0,012	0,024	0,05
0	0,5	0,5	0,5	0,5
0,01	0,68	0,55	0,52	0,5
0,05	0,82	0,63	0,54	0,5
0,15	0,90	0,72	0,60	0,5
$\geq 0,5$	1,00	0,83	0,68	0,5

l – довжина частини труби у резервуарі;

δ – товщина стінки труби;

D – внутрішній діаметр труби.

- заокруглених ребрах (табл. 8.5)

Таблиця 8.5 – Коефіцієнт опору входу в трубу з заокругленими кромками

Тип входу	$\zeta_{вх}$ при значеннях r/D					
	0	0,02	0,06	0,10	0,16	0,22
Вхід врівень зі стінкою	0,5	0,35	0,2	0,11	0,05	0,03
Вільний вхід	1,0	0,70	0,32	0,15	0,05	0,03

r – радіус заокруглення.

Таблиця 8.6 – Коефіцієнт опору кінцевого входу врівень із стінкою (рис. 53 а)

Кут конусності, α°	$\zeta_{к.вх}$ при значеннях l/D					
	0,025	0,05	0,075	0,10	0,25	0,50
0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
10	0,47	0,44	0,42	0,38	0,36	0,28
20	0,44	0,39	0,34	0,31	0,26	0,18
40	0,41	0,32	0,26	0,21	0,16	0,10
60	0,40	0,30	0,23	0,18	0,15	0,14
90	0,45	0,42	0,39	0,37	0,35	0,33
180	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

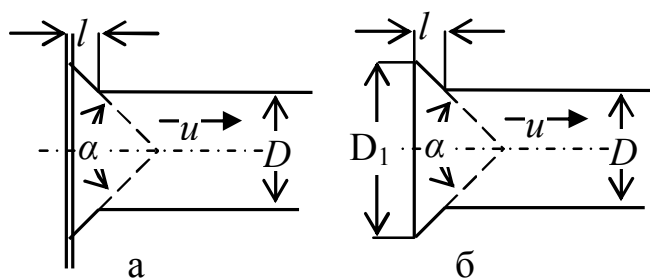


Рис. 53. – Варіанти конічного входу

Таблиця 8.7 – Коефіцієнт опору вільного конічного входу
(рис. 53 б)

Кут конусності, α°	$\zeta_{к.вх}$ при значеннях l/D							
	0,025	0,05	0,075	0,10	0,15	0,25	0,6	1,0
0	1	1	1	1	1	1	1	1
10	0,97	0,93	0,86	0,81	0,78	0,70	0,50	0,35
20	0,93	0,86	0,74	0,65	0,56	0,44	0,27	0,19
40	0,86	0,74	0,57	0,47	0,30	0,20	0,14	0,10
60	0,80	0,68	0,50	0,41	0,25	0,17	0,13	0,10
90	0,72	0,60	0,48	0,41	0,27	0,20	0,18	0,15
180	0,5	0,5	0,5	0,50	0,5	0,5	0,5	0,5

Поступове розширення трубопроводу (дифузор)

Для кутів розширення $8^\circ < \alpha < 25^\circ$:

$$\xi = \xi_p + \xi_{mp} = \sin \alpha \cdot \left(1 - \frac{\omega_1}{\omega_2}\right)^2 + \frac{\lambda}{8 \cdot \sin \frac{\alpha}{2}} \cdot \left(1 - \frac{\omega_1^2}{\omega_2^2}\right), \quad (8.7)$$

де $\lambda = \frac{\lambda_1 + \lambda_2}{2}$; λ_1 та λ_2 – коефіцієнти лінійного опору вузької та широкої труб.

При $\alpha > 25^\circ$ коефіцієнт опору ζ приймається як при раптовому розширенні труби. Можливе також використання формули:

$$\xi_{диф.} = k_c \cdot \left(\frac{D_2^2}{D_1^2} - 1\right)^2 + \xi_{TP}, \quad (8.8)$$

де k_c – коефіцієнт пом'якшення при поступовому розширенні.

Таблиця 8.8 – Значення коефіцієнта пом'якшення

α°	2	4	6	8	10	12	15	20	25	30	40	45
k_c	0,02	0,05	0,10	0,14	0,16	0,22	0,30	0,42	0,62	0,72	0,85	1,0

$$\xi_{TP} = \frac{\lambda_{cp}}{8 \cdot \sin \frac{\alpha}{2}} \cdot \left(\frac{D_2^4}{D_1^4} - 1 \right) = \lambda_{cp} \cdot f_1 \left(\alpha, \frac{D_1}{D_2} \right); \quad (9.9)$$

значення $\zeta_{TP}/\lambda = f_1(\alpha, D_1/D_2)$ наведені в таблиці 8.9.

Таблиця 8.9 – Значення $\zeta_{TP}/\lambda = f_1(\alpha, D_1/D_2)$

D_1/D_2	Значення ζ_{TP}/λ при α°					
	2	4	8	15	30	45
1,0	0	0	0	0	0	0
0,9	3,8	1,8	0,9	0,5	0,3	0,2
0,8	10,2	5,1	2,7	1,5	0,7	0,5
0,7	22,5	11,3	5,8	2,9	1,7	0,8
0,6	47,9	23,9	12,4	6,2	3,1	2,3
0,5	107,2	54,3	27,2	14,4	8,0	4,8
0,4	269	136	66,2	35,1	19,5	11,7
0,3	870	441	221	110	61,3	36,8

Поступове звуження трубопроводу (конфузор).

Для конфузора використовують формулу:

$$\zeta_k = \zeta_{к.вх.} \left(1 - \frac{D_2^2}{D_1^2} \right) + \zeta_{тр}, \quad (8.10)$$

де $\zeta_{к.вх.}$ – коефіцієнт опору, який визначають за табл. 8.3.

$\zeta_{тр}$ – коефіцієнт опору на тертя, який визначають за формулою:

$$\xi_{TP} = \frac{\lambda_{cp}}{8 \cdot \sin \frac{\alpha}{2}} \cdot \left(\frac{D_2^4}{D_1^4} - 1 \right) = \lambda_{cp} \cdot f_1 \left(\alpha, \frac{D_1}{D_2} \right); \quad (8.11)$$

значення $\zeta_{TP}/\lambda = f_1(\alpha, D_1/D_2)$ наведено в табл. 8.10.

Таблиця 8.10 – Значення $\zeta_{\text{ТР}}/\lambda$

D_2/D_1	Значення $\zeta_{\text{ТР}}/\lambda$ при α°					
	2	4	8	15	30	45
1,0	0	0	0	0	0	0
0,9	2,5	1,2	0,6	0,3	0,2	0,1
0,8	4,2	2,1	1,1	0,6	0,3	0,2
0,7	5,4	2,7	1,4	0,7	0,4	0,2
0,6	6,2	3,1	1,6	0,8	0,4	0,3
0,5	6,7	3,4	1,7	0,9	0,5	0,3
0,4	6,9	3,5	1,7	0,9	0,5	0,3
0,3	7,1	3,6	1,8	0,9	0,5	0,3

Зварні стики трубопроводу

Коефіцієнт опору $\zeta_{\text{ст}}$ визначають за формулою:

$$\zeta_{\text{ст}} = 13,8 \left(\frac{\Delta_e}{D} \right)^{\frac{3}{2}}, \quad (8.12)$$

де Δ_e – еквівалентна висота зварного стику.

Таблиця 8.11 – Коефіцієнти опору зварних стиків

Види стиків	$\zeta_{\text{ст}}$ при діаметрі труби D, мм							
	200	300	400	500	600	700	800	900
З підкладними кільцями ($\Delta_e = 5$ мм)	0,06	0,03	0,018	0,013	0,009	0,007	0,006	0,005
Електродугові та контактні ($\Delta_e = 3$ мм)	0,026	0,0135	0,009	0,006	0,004	0,0028	0,0023	0,002

З урахуванням опору стиків гідравлічний коефіцієнт тертя λ_l приймають $\lambda_l = k\lambda$, де λ – гідравлічний коефіцієнт тертя в трубі без стиків; k – коефіцієнт, який враховує вплив стиків:

$$k = 1 + \frac{\zeta_{\text{ст}}}{\lambda} \cdot \frac{l}{D}, \quad (8.13)$$

де l – відстань між стиками (довжина труб).

Зміна напрямку потоку

Різкий поворот (коліно) круглої або квадратної труби.

Таблиця 8.12 – Значення коефіцієнта ζ_k для різкого повороту (коліна)

Кут повороту $\alpha, ^\circ$	0	30	45	60	75	90	110	130	150	180
ζ_k	0	0,155	0,318	0,555	0,806	1,19	1,87	2,6	3,2	3,6

У випадку прямокутного перерізу труби $a \cdot b$ (b – розмір у площині повороту) величини ζ_k з табл. 8.12 слід помножити на коефіцієнт c_l , який приймають за такими даними:

Таблиця 8.13 – Значення коефіцієнта c_l

$a/b \geq$	7,8	6	4	2	1	0,5	0,25
c_l	0,71	0,72	0,77	0,9	1	1,06	1,1

Плавний поворот трубопроводу (заокруглене коліно, відвід)
Коефіцієнт опору визначається за формулою:

$$\xi = \xi_{90} \cdot f_\alpha, \quad (8.14)$$

де ξ_{90} – коефіцієнт опору при плавному повороті на 90° ,

$$\xi_{90} = 0,02(100\lambda)^{2,5} + 0,106 \left(\frac{D}{R_n} \right)^{2,5}, \quad (8.15)$$

де D – діаметр трубопроводу;

R_n – радіус повороту;

λ – гідравлічний коефіцієнт тертя.

Таблиця 8.14. – Коефіцієнт f_α , який враховує величину кута при плавному повороті.

α°	20	30	40	50	60	70	80	90	100	120	140	160	180
f_α	0,4	0,55	0,65	0,75	0,83	0,88	0,95	1,00	1,05	1,13	1,20	1,27	1,33

Для коліна, звареного з 5-6 сегментів:

$$\xi = 0,008 \cdot \alpha^{0,75} \cdot \left(\frac{D}{R} \right)^{0,6}. \quad (8.16)$$

Втрати напору, пов'язані зі зміною перерізу та напрямку потоку

Шиберна засувка.

Коефіцієнт опору визначається відношенням площі отвору ω_0 до площі труби ω :

ω_0/ω	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
ζ	93	44,5	17,9	8,12	4,02	2,08	0,95	0,40	0,15	0,12

Кульковий затвор, корковий кран.

α°	5	10	15	20	25	30	40	50	67
ζ	0,05	0,31	0,88	1,84	3,45	6,15	20,7	95,3	Кран закрито

Зворотний клапан.

Коефіцієнт опору залежить від кута повороту (підйому) диска клапана α :

α°	70	65	60	55	50	45	40	35	30	25	20	15
ζ	1,7	2,3	3,2	4,6	6,6	9,5	14	20	30	42	62	90

Вентиль:

з прямим шпинделем: $\zeta = 3-5,5$;

з похилим шпинделем: $\zeta = 1,4-1,85$.

Дисковий (дросельний) клапан

Коефіцієнт опору залежить від кута закриття α :

α°	5	10	20	30	40	50	60	70
ζ	0,24	0,52	1,54	3,91	10,8	32,6	118	751

Всмоктувальний приймальний клапан з сіткою та зворотним клапаном.

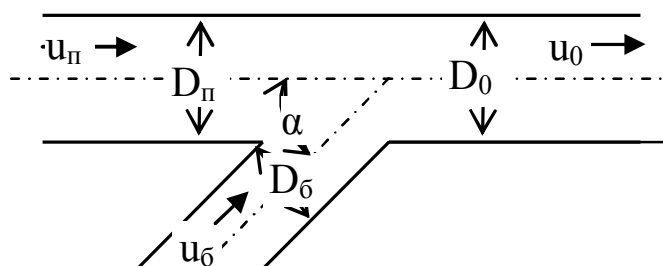
У залежності від типу трійника та співвідношення витрат до розділення Q_0 та у відгалуженні Q_6 для прямого проходу коефіцієнт опору ζ_{nog} визначають за даними табл. 8.16.

Коефіцієнти опору для бічного розгалуження ζ_{δ} у залежності від типу трійника та співвідношення діаметрів розгалуження D_{δ} , та основної труби D_0 , а також співвідношення витрат Q_{δ}/Q_0 наведено у табл. 8.17.

[illegible]

Продовження табл. 8.17

D_{δ} / D_0	ζ_{δ} при значеннях Q_{δ}/Q_0									
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
Зварені трійники										
1,0	100	25	11,4	6,6	4,3	3,1	2,3	1,9	1,5	1,3
0,875	58	14,8	6,8	4	2,6	2,1	1,7	1,6	1,2	1,1
0,77	35	9,1	4,2	2,5	1,7	1,5	1,3	1,2	1,1	1
0,66	19,9	5,7	3	2,1	1,6	1,4	1,3	1,2	1,1	1
0,6	13,9	4,1	2,3	1,7	1,4	1,2	1,1	1	1	1
0,5	7,1	2,4	1,6	1,3	1,1	1	1	1	0,9	0,9
0,4	3,4	1,5	1,2	1	1	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
0,3	1,7	1,1	1	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
0,2	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9

Поєднання потоків (рис. 54)**Рис. 54. – Поєднання потоків.**

Втрати напору при поєднанні потоків визначають за допомогою таких приблизних формул.

Для потоку у прямому проході:

$$h_{n.n.} = \frac{\left(u_0^2 + u_n^2 - 2 \frac{\omega_n}{\omega_0} \cdot u_n^2 - 2 \frac{\omega_{\delta}}{\omega_0} \cdot u_{\delta}^2 \cdot \cos \alpha \right)}{2g} \quad (8.17)$$

Для бокового приєднання потоку:

$$h_{\delta.n.} = \frac{\left(u_0^2 + u_{\delta}^2 - 2 \frac{\omega_n}{\omega_0} \cdot u_n^2 - 2 \frac{\omega_{\delta}}{\omega_0} \cdot u_{\delta}^2 \cdot \cos \alpha \right)}{2g}, \quad (8.18)$$

де ω_n , ω_{δ} , ω_0 – живі перерізи потоків до поєднання, у боковому приєднанні та після поєднання; u_n , u_{δ} , u_0 – швидкості у відповідних перерізах; α – кут приєднання.

Вище було наведено рекомендації стосовно розвинених турбулентних потоків, які характеризують великі числа Рейнольдса, тобто у тому випадку коли в'язкість не впливає на коефіцієнти місцевого опору.

Коефіцієнти місцевого опору при малих числах Рейнольдса визначають за формулою А.Д. Альтшуля:

$$\zeta = \frac{A}{Re} + \zeta_{кв}, \quad (8.19)$$

де $\zeta_{кв}$ – коефіцієнт місцевого опору, який визначають за рекомендаціями, наведеними вище; A – коефіцієнт, який визначають для різних випадків місцевого опору згідно даних табл. 18.

Таблиця 8.18 – Коефіцієнт A , який враховує вплив числа Рейнольдса на місцеві опори

Різнovid місцевого опору	A	Різнovid місцевого опору	A
Раптовe розширення	30	Засувка при повному відкритті	75
Корковий кран	150	Діафрагма ($D_o^2 / D^2 = 0,64$)	70
Вентиль звичайний	3000	($D_o^2 / D^2 = 0,40$)	120
Кульовий клапан	5000	($D_o^2 / D^2 = 0,16$)	500
Коліно 90°	600	Конфузор	3200
Трійник	150	Вентилі при повному відкритті	100-250

При відсутності необхідних даних для арматури при повному відкритті можна приблизно приймати $A = 500 \zeta_{кв}$.

Контрольні питання

1. Розкрийте поняття місцевого опору.
2. Наведіть загальну формулу втрати напору на місцевому опорі.
3. Опишіть визначення коефіцієнтів місцевих опорів. Зміна перерізу потоку: раптове розширення та звуження трубопроводу, вхід у трубу з резервуара, поступове розширення трубопроводу (дифузор), поступове звуження трубопроводу (конфузор).
4. Опишіть визначення коефіцієнтів місцевих опорів. Зварні стики трубопроводу.
5. Опишіть визначення коефіцієнтів місцевих опорів. Зміна напрямку потоку: різкий поворот (коліно), плавний поворот трубопроводу.
6. Опишіть втрати напору, пов'язані зі зміною перерізу та напрямку потоку: засувки, вентиля, клапани та ін.
7. Опишіть визначення коефіцієнтів місцевих опорів. Розділення і поєднання потоків.

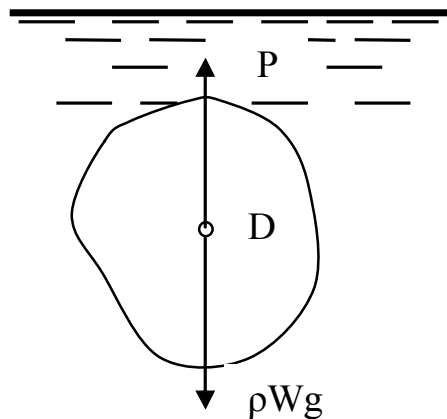
Лекція 9

ОСНОВИ РОЗРАХУНКУ МОРСЬКОГО ТА
РІЧКОВОГО ТРАНСПОРТУ. ЗАКОН АРХІМЕДА

Плавання тіл. Закон Архімеда. Умови стійкості суден. Стійка, нестійка та індиферентна (байдужа) рівновага судна. Вісь плавання судна. Центр водотоннажності судна. Метацинтр судна. Метацинтрична висота. Метацинтричний радіус. Ексцентриситет судна. Остійність судна.

Плавання тіл.

Сила тиску рідини на занурене у неї тіло прикладена у центрі водотоннажності, спрямована вертикально угору та дорівнює вазі витісненої тілом рідини.



P – архімедова сила;
 ρW – водотоннажність.

Рис. 55 – До закону Архімеда

Архімедова сила P визначається за формулою:

$$P = \rho \cdot W \cdot g, \quad (9.1)$$

де W – об'ємна водотоннажність; ρW – водотоннажність.

Повністю занурене тіло опускається на дно за умови: $P < G$; (G – сила ваги тіла).

Повністю занурене тіло підніметься на поверхню при $P > G$.

Повністю занурене тіло знаходиться у стані рівноваги (плаває у рідині) при $P = G$.

Оскільки сила тяжіння тіла $G = mg$ (m – маса тіла), то умовою рівноваги повністю зануреного тіла є: $\rho W g = mg$, або $\rho W = m$, тобто водотоннажність має дорівнювати вазі тіла.

Умовою стійкої рівноваги є розміщення архімедової сили та сили ваги тіла на одній вертикалі так званої *осі плавання*. При відсутності такої умови (вісь плавання не є вертикальною) виникає пара сил, що за певних умов призводить до обертання зануреного повністю тіла. Здатність плаваючого тіла повернутися до початкового положення після припинення дії сили, яка викликає крен, називають *стійкістю*.

Рівновага тіла буде стійкою, якщо центр ваги C лежить нижче центру водотоннажності D (рис. 2 а, б); – нестійкою, якщо центр ваги C лежить вище центра водотоннажності D та байдужою, якщо центр ваги C співпадає з центром водотоннажності D (рис. 56 д, е).

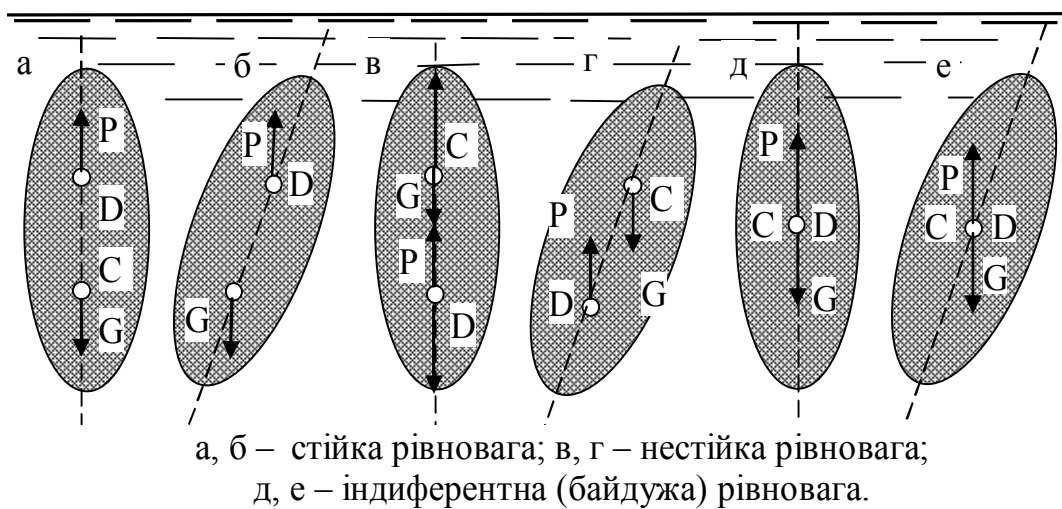


Рис. 56 – Рівновага та стійкість повністю занурених тіл

У застосуванні до морських, річкових суден та інших плаваючих засобів стійкістю називають здатність судна повернутися у стан рівноваги після отримання крену.

Умови стійкості суден розглянуто на рис. 56, де прийнято такі терміни та означення:

WL – площа вантажної ватерлінії судна (площа плавання);

C – центр ваги судна;

AB – вісь плавання судна (лінія, яка проходить через центр рівноваги C та центр водотоннажності D у положенні рівноваги перпендикулярно до вільної поверхні рідини);

D – центр водотоннажності судна;

D_I – центр водотоннажності в умовах крену судна;

M – метацентр судна (точка перетину осі плавання AB з вертикальною лінією дії архімедової сили, яку проведено через центр водотоннажності D_I);

h_m – метацентрична висота (відстань між центром ваги C та метацентром M . Збільшення h_m сприяє збільшенню стійкості судна);

R_m – метацентричний радіус;

e – ексцентриситет судна (відстань між центрами ваги та водотоннажності);

J – найменший момент інерції площини плавання.

Момент пари $P - G$, який прагне відновити рівновагу, є прямо пропорційним до метацентричної висоти. Величина метацентричної висоти:

$$h_m = \frac{J_0}{V} - e. \quad (9.2)$$

Порівнюючи положення нахиленого судна, які наведено на рис. 57 б та в, звертаємо увагу на таке:

- при крені судна, як це наведено на схемі 57 б, центр ваги водотоннажності D_I переміщений праворуч від точки C , що призводить до виникнення моменту, який повертає судно до положення спокою. Метацентр M розташований вище точки C .

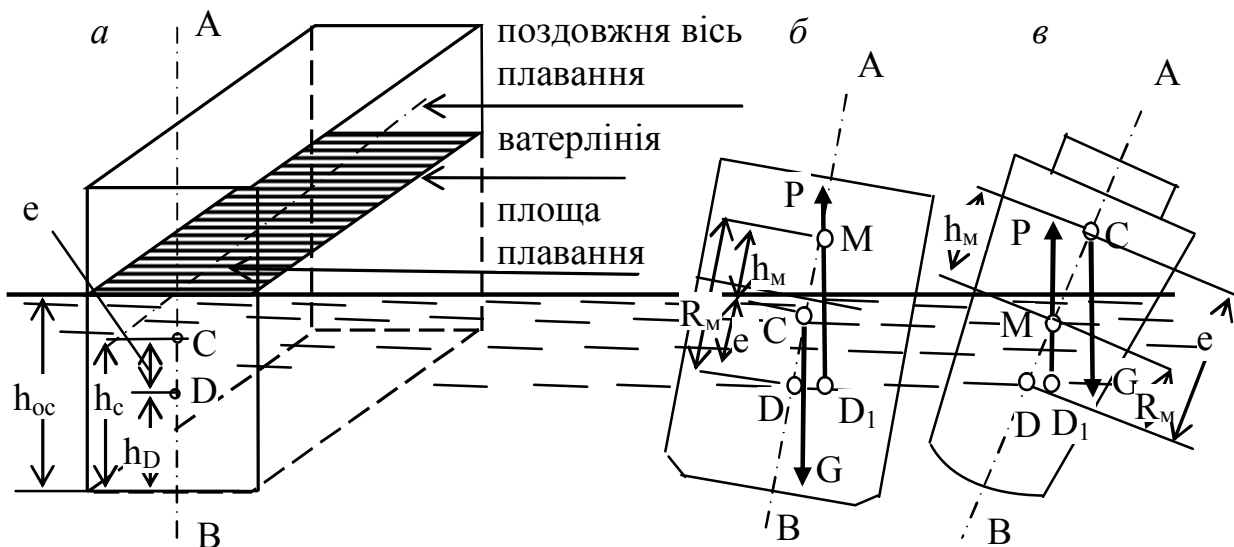


Рис. 57 – Стійкість плаваючих тіл.

Позначення на рисунку: h_{oc} – осадка судна; h_c – відстань від найнижчої точки плаваючого тіла до його центру ваги; h_D – відстань

від найнижчої точки плаваючого тіла або прийнятої площини відліку до його центру водотоннажності (у вертикальному положенні судна $h_D = 0,5 h_{oc}$).

- при збільшенні крену (схема 57 в) центр водотоннажності D_1 займає положення ліворуч від точки C , що призводить до виникнення моменту, який перевертає судно. Метацентр M лежить нижче точки C .

Якщо метацентр лежить нижче центру ваги, тобто метацентрична висота негативна, то судно не має стійкості.

Судно вважають стійким, якщо $h_m > 0$, або $R_m > e$, та нестійким якщо

$$h_m < 0, \text{ або } R_m < e.$$

Величина метацентричного радіусу R_m для даного типу судна залежить від об'єму води, яка витіснена судном V_0 (об'ємна водотоннажність судна), та моменту інерції J площі вантажної ватерлінії відносно до горизонтальної поздовжньої осі, яка проходить через центр ваги цієї площі:

$$R_m = \frac{J}{V_0}. \quad (9.3)$$

Збільшення величини метацентричного радіусу R_m у порівнянні з ексцентриситетом e збільшує стійкість судна.

Остійність.

Здатність плавучого засобу протистояти зовнішнім силам, що порушують його рівновагу, і повертатися у вихідне положення рівноваги, коли дія цих сил припиняється. Є однією з основних морехідних якостей плавучого засобу, а також однойменним розділом теорії корабля.

Рівноважним вважається стан з допустимими величинами кутів крену і диференту (в окремому випадку, близькими до нуля). При відхиленні від нього плавзасіб прагне повернутися до рівноваги. Тобто *остійність* проявляється тільки тоді, коли має місце виведення з рівноваги зовнішнім впливом (удар хвилі, порив вітру, зміна курсу тощо). *Запасом остійності* називається ступінь захищеності плавучого засобу від перекидання.

Стосовно до суден використовується уточнена характеристика, що має назву «*остійність судна*».



Рис. 58 – Судно з невеликим запасом остійності.

Розрізняють остійність:

- Поперечну (при нахилі судна у поперечній площині) і поздовжню;
- Динамічну (коли судно нахиляється із значною кутовою швидкістю) та статичну (при повільному нахилі судна).

Достатній рівень поперечної остійності, яка значно менша від поздовжньої (через подовженість форми корпусу судна), є важливою умовою безпеки плавання судна.

Контрольні питання

1. *Розкрийте поняття «плавання тіл».*
2. *Сформулюйте закон Архімеда.*
3. *Сформулюйте умови стійкості суден.*
4. *Опишіть стійку, нестійку та індиферентну рівновагу судна.*
5. *Розкрийте поняття: Вісь плавання судна. Центр водотоннажності судна. Метацинтр судна. Метацинтрична висота. Метацинтричний радіус. Ексцентриситет судна.*
6. *Розкрийте поняття: «остійність судна».*

Лекція 10

ОСНОВИ РОЗРАХУНКУ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ. ВИТІКАННЯ РІДИНИ З ОТВОРІВ ТА НАСАДОК

Витікання рідини з малих отворів у тонкій стінці. Витікання рідини через великі отвори. Витікання рідини з отвору при змінному напорі. Тривалість часткового випорожнення круглої цистерни. Тривалість витікання при змінному напорі з одної посудини до іншої під мінливий рівень. Тривалість часткового випорожнення круглої цистерни. Витікання рідини через насадки. Приклади розрахунків.

Витікання рідини з малих отворів у тонкій стінці

Отвори, у різних точках яких геометричний напір H є практично однаковим, а висота (діаметр) не перевищує $0,1 H$, називають малими (рис. 59). Стінку вважають тонкою, якщо її товщина не перевищує $\delta < 0,67H$.

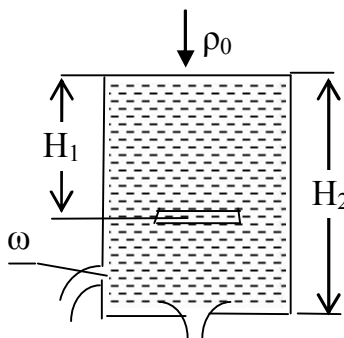


Рис. 59.

Швидкість витікання рідини з малих отворів у тонкій стінці при сталому напорі визначається формулою:

$$u = \varphi \sqrt{2gH}, \quad (10.1)$$

а витрата:

$$Q = \mu \omega \sqrt{2gH}, \quad (10.2)$$

де ω – площа отвору; φ – коефіцієнт швидкості; μ – коефіцієнт витрати.

$$\varphi = \frac{1}{\sqrt{1+\xi}}, \quad \mu = \varepsilon \cdot \varphi \quad (10.3)$$

де $\varepsilon = \omega_c/\omega$ – коефіцієнт стиску струменя; ξ – коефіцієнт опору.

Стиск називають досконалим (рис. 60, 1) в тому випадку, коли бокові стінки та дно посудини не впливають на витікання. Недосконалий стиск (рис. 60, 2) має місце у тому випадку, коли отвір розташований на відстані l від бокової стінки або дна, меншій за потроєний розмір отвору ($l \leq 3d$ або $l \leq 3a$). Стиск струменя на підході до отвору може бути повним (по всьому периметру) або неповним (рис. 60, 3), якщо з одного або кількох боків рідина не відчуває тиску.

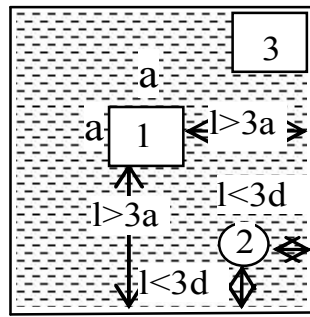


Рис. 60. – Види стиску струменя

Коефіцієнти μ , φ , ε у залежності від числа Рейнольдса для малого отвору у тонкій стінці наведено на рис. 61.

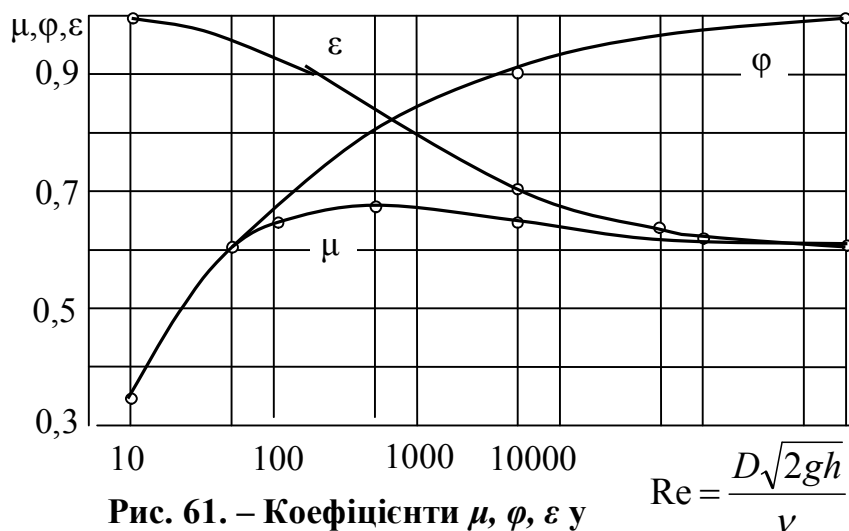


Рис. 61. – Коефіцієнти μ , φ , ε у залежності від числа Рейнольдса для малого отвору у тонкій стінці

Величини цих коефіцієнтів для отворів та насадок при великих числах Рейнольдса наведено у табл. 10.1.

Таблиця 10.1 – Коефіцієнти μ , φ , ε для малого отвору у тонкій стінці

Тип отвору або насадки	Значення коефіцієнтів		
	μ	φ	ε
Отвір у тонкій стінці	0,62	0,97	0,64
Зовнішня циліндрична насадка	0,82	0,82	1,00
Конічна збіжна насадка (кут конусності 12-15°)	0,94	0,96	0,98
Коноїдальна насадка	0,97	0,97	1,00

У інженерних розрахунках приймають такі середні значення коефіцієнтів: $\varphi = 0,97$; $\varepsilon = 0,64$; $\xi = 0,06$; $\mu = 0,62$.

Витікання через затоплений отвір відбувається під напором $H_1 - H_2$ (рис. 62) і витрату визначають за формулою:

$$Q = \mu \cdot \omega \sqrt{2g(H_1 - H_2)} \quad (10.4)$$

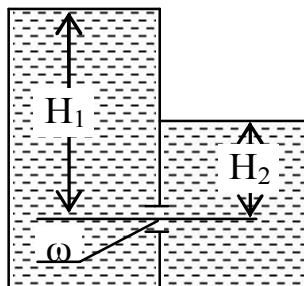


Рис. 62.

Витікання рідини через великі отвори

Великим вважають отвір з неоднаковим геометричним напором у різних точках по висоті.

Таблиця 10.2 – Значення коефіцієнта витрати μ_v для великих отворів

Вид отвору	μ_v
Отвори середніх розмірів із стиском з усіх боків	0,65
Отвори великих розмірів із недосконалим стиском, але з усіх боків	0,7
Донні отвори (без стиску за дном) з впливом бокового стиску	0,65-0,7
Донні отвори з невеликим боковим стиском	0,7-0,75
Донні отвори з плавними боковими підходами	0,8-0,85

Для великого прямокутного отвору у тонкій вертикальній стінці за сталим рівнем рідини у посудині (рис. 63) витрата визначається за формулою:

$$Q = \frac{2}{3} \mu_e b \sqrt{2g} (H_2^{1.5} - H_1^{1.5}). \quad (10.5)$$

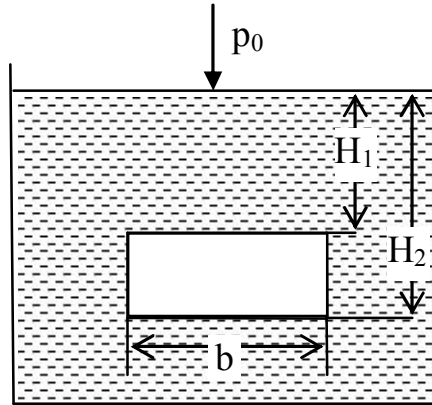


Рис. 63.

Витікання рідини з отвору при змінному напорі

У загальному випадку витікання рідини з посудини довільної форми за наявності припливу (рис. 64) рівняння балансу записують як

$$\Omega dz = q dt - Q dt \quad \text{або} \quad dt = \frac{\Omega dz}{q - Q} \quad (10.6)$$

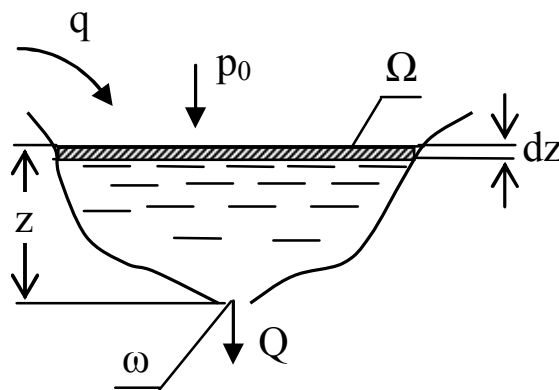


Рис. 64.

Для використання формули (10.6) необхідно знати як змінюється із зміною тривалості витікання витрата припливу, а також закономірність зміни площі перетину посудини по її висоті. При

сталій витраті припливу $q = \text{const}$ через отвір площею ω напір H , при якому $q = Q$, записують як

$$H = \frac{q}{\mu \cdot \omega \sqrt{2g}}. \quad (10.7)$$

Якщо прийняти z – фактичний напір у посудині у певний момент часу, то при $z < H$ витрата витікання буде меншою за витрату припливу ($Q < q$) і рівень рідини в посудині буде підвищуватись до величини H , а при $z > H$ витрата $Q > q$ і рівень рідини буде зменшуватися до H .

Якщо у кожний певний момент часу витрату при мінливому напорі визначати як $Q = \mu \cdot \omega \sqrt{2gz}$, то можна знайти тривалість зміни рівня рідини від z_1 до z_2 . У загальному випадку витікання рідини при сталому припливі:

$$T = \int_{z_1}^{z_2} \frac{\Omega dz}{\mu \omega \sqrt{2g} (\sqrt{H} - \sqrt{z})}. \quad (10.8)$$

Зміна напору призводить до зміни коефіцієнта стиску струменя ε та частково коефіцієнта швидкості φ , що, в свою чергу, викликає зміну коефіцієнта витрати і, таким чином, $\mu = f(z)$. При інженерних розрахунках витікання рідин з незначною в'язкістю (наприклад, води) можна приймати $\mu = \text{const}$, що дає можливість записати:

$$T = \frac{1}{\mu \omega \sqrt{2g}} \int_{z_1}^{z_2} \frac{\Omega dz}{\sqrt{H} - \sqrt{h}}. \quad (10.9)$$

В окремому випадку витікання рідини з циліндричної або призматичної посудини з вертикальною віссю та площею перерізу $\Omega = \text{const}$ при $q = \text{const}$ тривалість зміни рівня від z_1 до кінцевого z_2 :

$$T = \frac{2\Omega}{\mu \omega \sqrt{2g}} \cdot \left(\sqrt{z_1} - \sqrt{z_2} + \sqrt{H} \ln \frac{\sqrt{H} - \sqrt{z_1}}{\sqrt{H} - \sqrt{z_2}} \right). \quad (10.10)$$

При відсутності припливу ($q = 0$, $H = 0$) тривалість часткового спорожнення посудини:

$$T = \frac{2\Omega}{\mu\omega\sqrt{2g}} (\sqrt{z_1} - \sqrt{z_2}); \quad (10.11)$$

а тривалість повного спорожнення:

$$T = \frac{2\Omega\sqrt{z_1}}{\mu\omega\sqrt{2g}}. \quad (10.12)$$

Тривалість витікання при змінному напорі з одної посудини до іншої під мінливий рівень (рис. 65):

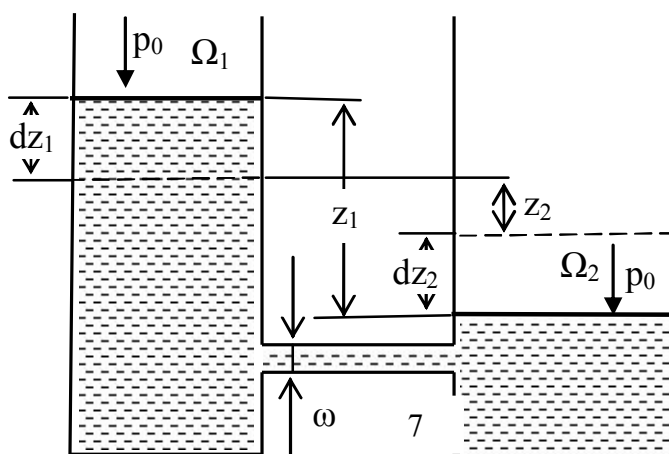


Рис. 65.

- до часткового вирівнювання рівнів з відповідною зміною робочих напорів від z_1 до z_2 :

$$T = \frac{2\Omega_1\Omega_2(\sqrt{z_1} - \sqrt{z_2})}{(\Omega_1 + \Omega_2)\mu\omega\sqrt{2g}}; \quad (10.13)$$

- до повного вирівнювання рівнів ($z_2 = 0$)

$$T = \frac{2\Omega_1\Omega_2\sqrt{z_1}}{(\Omega_1 + \Omega_2)\mu\omega\sqrt{2g}}; \quad (10.14)$$

Тривалість часткового випорожнення круглої цистерни діаметром $D = 2r$ та довжиною L (рис. 66), якщо зливний отвір розташовано у дні та витікання відбувається в атмосферу при атмосферному тиску у посудині:

$$\Omega = 2L\sqrt{z(2r - z)}; \quad (10.15)$$

$$T = \frac{2L}{\mu\omega\sqrt{2g}} \int_{z_2}^{z_1} \sqrt{2r - z} dz. \quad (10.16)$$

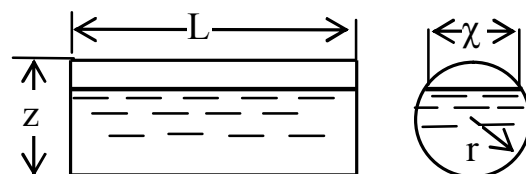


Рис. 66.

Тривалість повного випорожнення цистерни ($z_1 = D$; $z_2 = 0$):

$$T = \frac{4LD\sqrt{D}}{3\mu\omega\sqrt{2g}}. \quad (10.17)$$

Витікання рідини через насадки

Розрахунок витікання рідини через насадки виконують за формулами для витікання через малий отвір у тонкій стінці, приймаючи коефіцієнт витрати μ згідно до табл. 10.3.

Таблиця 10.3. – Коефіцієнт витрати μ для основних типів насадок

Тип насадки	μ	Параметри насадки	Схема насадки
Зовнішня циліндрична насадка	0,82	$l \approx 4D$	
Внутрішня циліндрична насадка	0,71 0,51	$l > 3D$ $l < 3D$	
Конічна збіжна насадка	0,82 0,89 0,92 0,937 0,945 0,946 0,938 0,922 0,908	$\beta = 0^\circ$ $\beta = 3^\circ$ $\beta = 5^\circ$ $\beta = 10^\circ$ $\beta = 13^\circ$ $\beta = 13,5^\circ$ $\beta = 16^\circ$ $\beta = 20^\circ$ $\beta = 25^\circ$	
Конічна розбіжна насадка	0,50	$\beta = 5^\circ \div 7^\circ$	
Коноїдальна насадка (сопло)	0,96 ÷ 0,99	$\zeta = 0,10 \div$ 0,03	

Приклади розрахунків

Порівняти витрати рідини та втрати напору при витіканні через малий отвір у тонкій стінці ($\mu_0 = 0,62$, $\varphi_0 = 0,97$), зовнішню циліндричну насадку ($\mu_1 = 0,62$, $\varphi_1 = 0,97$), конічну збіжну насадку ($\mu_2 = 0,62$, $\varphi_2 = 0,97$) та коноїдальну насадку ($\mu_3 = 0,62$, $\varphi_3 = 0,97$). Напори H та діаметри вихідних перерізів у всіх випадках однакові.

Рішення.

Позначимо Q_0 , Q_1 , Q_2 , Q_3 – витрати відповідно через отвір, циліндричну, конічну та коноїдальну насадки.

$$\frac{Q_1}{Q_0} = \frac{\mu_1 \cdot \varpi \cdot \sqrt{2gH}}{\mu_0 \cdot \varpi \cdot \sqrt{2gH}} = \frac{\mu_1}{\mu_0} = \frac{0,82}{0,62} = 1,33.$$

Таким чином витрата через зовнішню циліндричну насадку:

$$Q_1 = 1,33Q_0.$$

Аналогічно знаходять витрату через конічну насадку:

$$Q_2 = \frac{\mu_2}{\mu_0} \cdot Q_0 = \frac{0,95}{0,62} \cdot Q_0;$$

а також через коноїдальну насадку:

$$Q_3 = \frac{\mu_3}{\mu_0} \cdot Q_0 = 1,56Q_0.$$

Втрати напору знаходять з рівняння Бернуллі для перерізів 1-1 та 2-2 (рис. 67) відносно площини порівняння 0-0, яке після перетворень набуває такого вигляду:

$$H = \frac{\alpha \cdot u_2^2}{2g} + h_6.$$

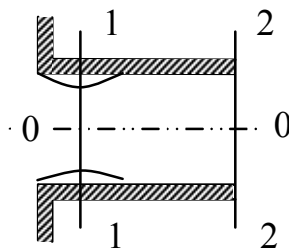


Рис. 67.

Після підстановки у цей вираз $u_2 = \varphi \sqrt{2gH}$ і $\alpha = 1$ та перетворень отримаємо $h_{\epsilon} = (1 - \varphi^2) \cdot H$.

Втрати напору при витіканні через насадки:

- циліндричну:

$$h_{\epsilon 1} = (1 - \varphi_1^2) \cdot H = (1 - 0,82^2) \cdot H = 0,33H.$$

- конічну:

$$h_{\epsilon 2} = (1 - \varphi_2^2) \cdot H = (1 - 0,95^2) \cdot H = 0,1H.$$

- колоїдальну:

$$h_{\epsilon 3} = (1 - \varphi_3^2) \cdot H = (1 - 0,97^2) \cdot H = 0,06H.$$

Контрольні питання

1. Опишіть витікання рідини з малих отворів у тонкій стінці.
2. Опишіть витікання рідини через великі отвори.
3. Опишіть витікання рідини з отвору при змінному напорі.
4. Опишіть порядок операцій при визначенні тривалості часткового випорожнення круглої цистерни.
5. Тривалість витікання при змінному напорі з одної посудини до іншої під мінливий рівень.
6. Тривалість часткового випорожнення круглої цистерни.
7. Опишіть витікання рідини через насадки.

Лекція 11

ОСНОВИ РОЗРАХУНКУ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ. ГІДРАВЛІЧНИЙ УДАР

Визначення гідравлічного удару. Прямий та непрямий гідравлічний удар. Основні розрахункові рівняння гідравлічного удару: підвищення тиску в трубопроводі, швидкість поширення ударної хвилі. Підвищення тиску при повільному закритті засувки. Вплив матеріалу труб на параметри гідравлічного удару. Приклади гідравлічних ударів. Методи боротьби з гідроударом. Розрахунок гідроудару.

Основні визначення

Гідравлічним ударом називають явище різкого підвищення або зниження тиску внаслідок зміни швидкості потоку у напірному трубопроводі, причиною якої може бути раптова зупинка насосів, раптове закриття засувки, розриви труб або порушення стиків та інші аварійні ситуації. Найбільш небезпечні гідравлічні удари у довгих трубопроводах, в яких рух великих мас рідини відбувається з великою швидкістю. Розрізняють прямий (тривалість закриття засувки T_z менша тривалості фази гідравлічного удару T_ϕ) та непрямий ($T_z > T_\phi$) гідравлічні удари.

Підвищення тиску у трубопроводі, яке виникає внаслідок прямого гідравлічного удару, визначають за формулою М. Є. Жуковського:

$$\Delta p = \rho \cdot c \cdot u, \quad (11.1)$$

де c – швидкість поширення ударної хвилі, м/с; u – швидкість руху рідини перед закриттям засувки, м/с; ρ – густина рідини, кг/м³.

Швидкість поширення ударної хвилі:

$$c = \sqrt{\frac{E_0}{\rho_0 \cdot \left(1 + \frac{E_0}{E} \cdot \frac{D}{\delta}\right)}}, \quad (11.2)$$

де E_0 , E – відповідно модулі пружності рідини та матеріалу стінок трубопроводу; ρ_0 – густина рідини; D та δ – внутрішній діаметр та товщина стінок трубопроводу.

При непрямому гідравлічному ударі, якщо тривалість закриття засувки t перевищуватиме тривалість (фазу) гідравлічного удару T ($T = 2L/c$, де L – довжина трубопроводу) підвищення тиску не сягатиме максимальної величини. Підвищення тиску при повільному закритті засувки:

$$\Delta p = \rho \cdot c \cdot u \cdot \frac{T}{t} = \frac{2\rho \cdot L \cdot u}{t}. \quad (11.3)$$

Приклади гідроударів

Найбільш простим прикладом виникнення гідравлічного удару є приклад трубопроводу з постійним напором і сталим рухом рідини, в якому була різко перекрита засувка або закритий клапан.

У свердловинних системах водопостачання гідроудар, як правило, виникає, коли найближчий до насосу зворотний клапан розташований вище статичного рівня води більш ніж на 9 метрів або має витік, в той час як розташований вище наступний зворотний клапан тримає тиск.

В обох випадках в стояку виникає часткове розрідження. При наступному пуску насоса вода, що протікає з дуже великою швидкістю, заповнює вакуум і зустрічається в трубопроводі з закритим зворотним клапаном і стовпом рідини над ним, викликаючи стрибок тиску і гідравлічний удар. Такий гідравлічний удар здатний викликати утворення тріщин в трубах, зруйнувати трубні з'єднання і пошкодити насос і/або електродвигун.

Гідроудар може виникати в системах об'ємного гідроприводу, в яких використовується золотниковий гідророзподільник. У момент перекриття золотником одного з каналів, по яких нагнітається рідина, цей канал на короткий час виявляється перекритим, що тягне за собою виникнення явищ, описаних вище.

В сучасних трубопровідних мережах все більша перевага віддається полімерним трубам. Слід зазначити, що матеріали пластмасових трубопроводів мають різні характеристики, і по-різному реагують на гідроудар. Проектувальникам необхідно консультуватися з виробниками пластмасових труб щодо їх продукції і здатності цих труб витримувати піки тиску, що виникають при гідроударі. Наприклад, поліетиленові труби можна застосовувати для короточасних хвиль тиску, значно перевищують проектний тиск, оскільки труби мають здатність збільшувати міцність при

короткочасних навантаженнях. При однакових умовах піки тиску в поліетиленових трубах значно менше, ніж піки тиску в жорстких трубах, що пояснюється високою пластичністю поліетилену. Наприклад, для однієї і тієї ж рідини при однаковій зміні швидкості пік тиску в поліетиленовому трубопроводі приблизно на 50% менше, ніж в трубі з полівінілхлориду і на 65% – зі склопластику. Однак, якщо ми маємо справу з трубопроводами, в яких часто або постійно спостерігається ефект гідроудару, то необхідно брати до уваги характеристики втомної міцності матеріалу пластмасових труб. Якщо ж в трубопроводі спостерігаються часті циклічні піки тиску (гідроудари), робочий тиск в системі має включати і значення стрибка тиску при гідравлічному ударі.

Методи боротьби з гідроударом

Гідравлічний удар іноді виникає в магістральних нафтопроводах або продуктопроводах при раптовій зупинці насосів на проміжній насосній станції, а також в системах живлення механізованих кріплень гірничих виробок при раптовому переміщенні великих мас гірських порід, яка утримувалася кріпленням.

Для боротьби з гідроударом вдаються до наступних заходів:

- у місцях можливої появи гідроудару (біля засувки) встановлюють повітряно-гідравлічні ковпаки – гасильники удару;
- шляхом зменшення швидкості закриття крана, прямий гідроудар перетворюють у непрямої;
- на трубопроводі встановлюють перепускні або зворотні клапани;
- засувки встановлюють на початку трубопроводу ($L \rightarrow \min$).

Приклади розрахунків гідроудару

Приклад 1. Виконати перевірку на міцність при прямому гідравлічному ударі сталеві труби з внутрішнім діаметром $D = 200$ мм та товщиною стінки $\delta = 4$ мм. Допустиме напруження на розтягнення $[\sigma] = 140$ МПа, швидкість потоку води $u = 5$ м/с, тиск до удару $p_0 = 0,25$ МПа. Об'ємний модуль пружності води $E_0 = 2 \cdot 10^9$ Па; густина води $\rho_0 = 1000$ кг/м³; модуль пружності сталі $E = 2 \cdot 10^{11}$.

Рішення.

Швидкість поширення ударної хвилі

$$c = \sqrt{\frac{E_0}{\rho_0 \left(1 + \frac{E_0}{E} \cdot \frac{D}{\delta}\right)}} = \sqrt{\frac{2 \cdot 10^9}{10^3 \left(1 + \frac{2 \cdot 10^9}{2 \cdot 10^{11}} \cdot \frac{200}{4}\right)}} = 1150 \text{ м/с.}$$

Підвищення тиску при гідравлічному ударі

$$\Delta p_{\text{уд.}} = \rho_0 \cdot u \cdot c = 1000 \cdot 5 \cdot 1150 = 5,75 \cdot 10^6 \text{ Па} = 5,75 \text{ МПа.}$$

Повний тиск рідини

$$p = p_0 + \Delta p_{\text{уд.}} = 0,25 + 5,75 = 6,00 \text{ МПа.}$$

Силу, яка розриває трубу по діаметральному перерізу, сприймають два перерізи стінки:

$$pdL = 2 \frac{\sigma}{\delta}.$$

Напруження в стінках труби

$$\sigma = \frac{pd}{2\delta} = \frac{6 \cdot 200}{2 \cdot 4} = 150 \text{ МПа.}$$

Оскільки $\sigma > [\sigma]$ ($150 \text{ МПа} > 140 \text{ МПа}$), міцність труби недостатня.

Приклад 2. До гідравлічного розподільника, з тривалістю спрацьовування $T_z = 0,03 \text{ с}$, підведене масло ($\rho = 900 \text{ кг/м}^3$, $E_m = 1,35 \cdot 10^9 \text{ МПа}$) з витратою $Q = 1 \text{ л/с}$ по латунному трубопроводу довжиною $l = 7,5 \text{ м}$ та діаметром $D = 16 \text{ мм}$. Перед розподільником встановлено кульковий запобіжний клапан діаметром $d = 12 \text{ мм}$, жорсткість пружини якого $c_l = 50 \text{ Н/мм}$. Визначити величину попереднього підтиснення пружини x_0 , за якого клапан спрацьовує при гідравлічному ударі, якщо товщина стінки трубопроводу $\delta = 1 \text{ мм}$, модуль пружності латуні $E = 1,13 \cdot 10^{11} \text{ Па}$, початковий тиск $p_0 = 0,5 \text{ МПа}$.

Рішення.

Швидкість поширення ударної хвилі

$$c = \sqrt{\frac{E_0}{\rho \left(1 + \frac{E_0 \cdot D}{E \cdot \delta}\right)}} = \sqrt{900 \cdot \left(1 + \frac{1,35 \cdot 10^9}{1,13 \cdot 10^{11}} \cdot \frac{16}{1}\right)} = 1120 \text{ м/с.}$$

Підвищення тиску при прямому гідравлічному ударі

$$\Delta p_{y\partial.} = \rho \cdot u \cdot c = 900 \cdot 4,98 \cdot 1120 = 5,02 \cdot 10^6 \text{ Па} = 5,02 \text{ МПа.}$$

Тривалість фази гідравлічного удару

$$T_{\phi} = \frac{2l}{c} = \frac{2 \cdot 7,5}{1120} = 0,0134 \text{ с.}$$

Оскільки $T_{\phi} < T_z$ ($0,0134 < 0,03$), то у даному випадку виникає непрямий гідроудар, при якому підвищення тиску

$$\Delta p'_{y\partial} = \frac{T_{\phi}}{T_z} \cdot \Delta p_{y\partial} = \frac{0,0134}{0,0300} \cdot 5,02 = 2,24 \text{ МПа.}$$

Попереднє підтиснення пружини x_0 визначимо з умов рівноваги кулі запобіжного клапана

$$cx_0 = (0,5 + \Delta p_{y\partial.}) \cdot \frac{\pi d^2}{4};$$

$$x_0 = \frac{(p_0 + p_{y\partial.}) \pi d^2}{4c} = \frac{(0,5 + 2,24) \cdot 3,14 \cdot 0,012^2}{4 \cdot 50} = 6,2 \text{ мм.}$$

Контрольні питання

1. Дайте визначення гідравлічного удару. Прямий та непрямий гідравлічний удар.

2. Наведіть основні розрахункові рівняння гідравлічного удару: формули для розрахунку підвищення тиску в трубопроводі, швидкості поширення ударної хвилі.

3. Опишіть ефект підвищення тиску в трубопроводі при повільному закритті засувки.

4. Опишіть вплив матеріалу труб на параметри гідравлічного удару.

5. Наведіть приклади гідравлічних ударів.

6. Викладіть методи боротьби з гідроударом.

7. Прокоментуйте приклади розрахунку гідроудару.

Лекція 12

ОСНОВИ РОЗРАХУНКУ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ. СИФОН

Сифон (1) як гідравлічний пристрій у вигляді зігнутої трубки з колінами різної довжини, якою переливають рідину з однієї посудини в іншу. Розрахунок максимальної висоти всмоктування. Сифон (2) як пристрій, призначений для одностороннього відсікання газів від резервуара або трубопроводу. Визначення. Принцип дії.

Сифон – багатозначний термін. У техніці:

Сифон (1) – гідравлічний пристрій у вигляді зігнутої трубки з колінами різної довжини, якою переливають рідину з однієї посудини в іншу (з нижчим рівнем рідини).

Сифон (2) – пристрій, призначений для одностороннього відсікання газів від резервуара або трубопроводу.

Сифон (1). Визначення та основні формули

Сифон (1) являє собою самопливну трубу, частина якої розташована вище горизонту рідини у посудині, з якої відбувається її живлення (рис. 68).

Якщо цю трубу заповнити рідиною, то почнеться рух рідини з посудини *A* до посудини *B* завдяки вакууму, максимальна величина якого спостерігатиметься у найвищому перерізі (*x – x* на рис. 68) і є найважливішим параметром, який характеризує роботу сифону.

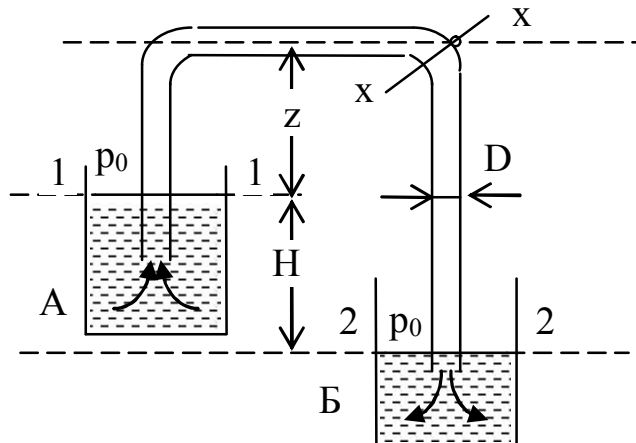


Рис. 68. Сифон.

Максимально допустиму висоту всмоктування $h_{\text{вак.доп.}}$ стовпа рідини, виражає формула

$$h_{\text{вак.доп.}} = z + \left(1 + \Sigma \zeta + \frac{l}{D}\right) \cdot \frac{u^2}{2g}, \quad (12.1)$$

де z – геодезична висота труби від рівня рідини у посудині A ; $\Sigma \zeta$ – сумарний опір, який враховує втрати напору на всмоктування по всій довжині труби; l – довжина труби від рівня рідини, яка надходить на всмоктування (посудина A на рис. 68), до перерізу максимального вакууму (х – х) $h_{\text{вак.доп.}} \leq 6 \div 7$ м. вод. ст.

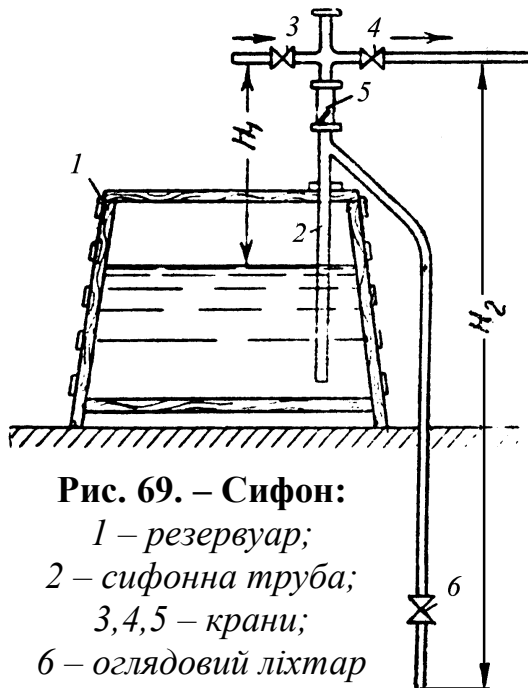


Рис. 69. – Сифон:

- 1 – резервуар;
- 2 – сифонна труба;
- 3, 4, 5 – крани;
- 6 – оглядовий ліхтар

Сифони (рис. 69) є найпростішими пристроями для переміщення рідини з однієї ємності в іншу. Підйом або всмоктування рідини з ємності за допомогою сифона проводиться за рахунок атмосферного тиску.

У ємність 1 занурюють один кінець попередньо заповненої рідиною труби 2. При відкритті крана 6 на іншому кінці труби, що знаходиться нижче рівня рідини в ємності, рідина з труби під дією сили тяжіння буде безперервно витікати, в результаті чого в сифонній трубі 2 утворюється вакуум. Так як рідина в ємності 1 знаходиться під атмосферним тиском, то вона буде безперервно надходити з ємності в сифон і витікати з нього через кран 6.

Неодмінною умовою **роботи** сифона є попереднє його заповнення рідиною. Заповнення роблять або вручну, або за допомогою вакуум-насоса через кран 5, з'єднаний з вакуум-трубопроводом. При закритому крані 6 за рахунок розрідження, створюваного вакуумом, рідина піднімається до оглядового ліхтаря 3 і заповнює лінію всмоктування і лінію спуску.

Коли рідина досягає оглядового ліхтаря, відкривають кран 6 і закривають кран 5, після чого рідина буде безперервно витікати через кран 6 до тих пір, поки не випорожниться вся ємність 1 або поки різниця висот не стане менше суми всіх опорів системи. Відключення

сифона проводиться шляхом з'єднання його з атмосферою через відведення з краном 4.

Приклад розрахунку сифона (1). З резервуара А до резервуара Б по сифону внутрішнім діаметром $D = 0,05$ м та довжиною $L = 20$ м переливають воду з витратою $Q = 0,0025$ м³/с. Трубопровід має два повороти на 90° без заокруглення, кромки труби на вході потоку з резервуара А – гострі. Труби сталеві, старі, з коефіцієнтом шорсткості $\Delta = 0,0125$. Коефіцієнт кінематичної в'язкості води $\nu = 0,0131$ см²/с. Визначити різницю рівнів води у резервуарах та величину найбільшого вакууму в сифоні, якщо відстань від рівня води у резервуарі А до центру перерізу $x - x$ $z = 3$ м, а відстань від початку сифону до перерізу $x - x$ $l = 15$ м.

Рішення.

Швидкість руху води в сифоні

$$u = \frac{4Q}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 0,0025}{3,14 \cdot 0,05^2} = 1,27 \text{ м/с};$$

Для визначення режиму руху води в трубопроводі знаходимо число Рейнольдса

$$Re = \frac{u \cdot D}{\nu} = \frac{1,27 \cdot 5}{0,0131} = 48500;$$

$$Re_{сп.} = u_{сп.} \cdot \frac{D}{\nu} = 0,92 \cdot 10^6 \cdot 0,05 = 46000, \text{ де } \frac{u_{сп.}}{\nu} = 0,92 \cdot 10^6 \cdot 1 \text{ м}^{-1}$$

(для старих труб).

Оскільки $Re > Re_{гр.}$, що свідчить про наявність режиму розвиненої турбулентності, втрати напору по довжині трубопроводу та на місцеві опори треба визначати за формулами, застосованими до квадратичної області.

Визначаємо різницю рівнів води H у резервуарах А та Б. Рівняння Бернуллі для перетинів 1-1 та 2-2 відносно до площини порівняння, яку проведено через переріз 2-2, нехтуючи швидкісними напорами $\frac{\alpha u_1^2}{2}$ та $\frac{\alpha u_2^2}{2}$ як дуже малими величинами у порівнянні з швидкісним напором у трубопроводі та вважаючи, що місцеві опори розташовані один від одного на відстанях, які перевищують довжину впливу, після перетворень можна представити у вигляді

$$H = \left(\zeta_{\text{вх}} + 2\zeta_{\text{кол}} + \lambda \cdot \frac{L}{D} \right) \cdot \frac{u^2}{2g},$$

де коефіцієнти опорів на вхід потоку у трубопровід, на повороти труби та вхід потоку з трубопроводу в резервуар Б у відповідності до наведених вище рекомендацій можна прийняти $\zeta_{\text{вх.}} = 0,5$; $\zeta_{\text{кол.}} = 0,83$; $\zeta_{\text{вих.}} = 1$.

Коефіцієнт опору визначаємо за формулою

$$\lambda = \frac{8g}{c^2} = \frac{8 \cdot 9,81}{43,3^2} = 0,042,$$

$$\text{де } c = \frac{1}{\Delta} \cdot \text{Re}^{1/6} = \frac{1}{0,0125} \cdot \left(\frac{0,1}{4} \right)^{1/6} = 43,3 \text{ м/с.}$$

$$\text{При цьому } \frac{\lambda \cdot L}{D} + 0,42 \frac{20}{0,05} = 16,8,$$

$$H = (0,5 + 2 \cdot 0,83 + 16,8) \cdot \frac{1,27^2}{2 \cdot 9,81} = 1,64 \text{ м.}$$

Виходячи з того, що область з найбільшою величиною вакууму знаходиться у перерізі $x - x$, найбільш віддаленому від резервуара з перерізів, розташованих на найбільшій висоті над рівнем води у резервуарі А, визначаємо найбільший вакуум за допомогою рівняння Бернуллі, складеного для перерізів 1 – 1 та $x - x$:

$$\begin{aligned} h_{\text{вак}} &= z + \left(1 + \zeta_{\text{вх}} + \zeta_{\text{кол.}} + \frac{\lambda \cdot l}{D} \right) \cdot \frac{u^2}{2g} = \\ &= 3 + \left(1 + 0,5 + 0,83 + 0,042 \cdot \frac{15}{0,05} \right) \frac{1,27^2}{2 \cdot 9,81} = 4,23 \text{ м.} \end{aligned}$$

Сифон (2). Визначення та принцип дії

Гідравлічний затвор (гідрозатвор, сифон) – пристрій, призначений для одностороннього відсікання газів від резервуара або трубопроводу. Використовується, зокрема, для герметизації гирла свердловин, в системах каналізаційних вод.

Сифони або гідравлічні затвори використовуються для регулювання рівня розділу фаз в сепараторах, відстійниках (рис. 70).

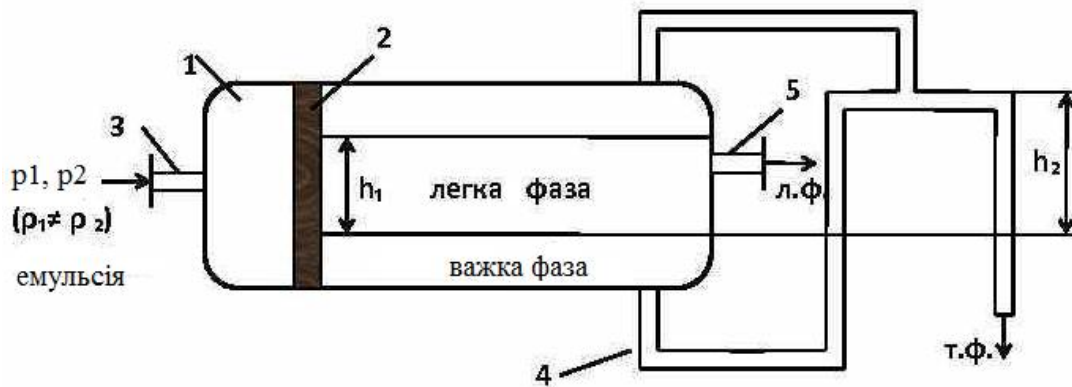


Рис. 70 – Сифон для регулювання рівня розділу фаз у сепараторі:
 1 – корпус апарату; 2 – заспокоювач; 3 – штуцер; 4 – гідро затвор (сифон);
 5 – штуцер для виведення легкої фази.

Емульсія надходить у сепаратор у вигляді гетерогенної системи, завдання апарату розділити її. Вище межі розділу фаз локалізується легка фаза, нижче – важка фаза. Тверда фаза буде осідати, легка фаза буде безперервно виводитися. Через сифон буде виводиться тверда фаза. Розрахунок сифона зводиться до визначення висоти h . Призначення пристрою – регулювання межі розділу фаз.

Контрольні питання

1. Дайте визначення Сифону (1) та Сифону (2).
2. Наведіть формулу для розрахунку максимальної висоти всмоктування Сифону (1).
3. Викладіть принцип дії Сифону (1).
4. Викладіть принцип дії Сифону (2).

Лекція 13

**ОСНОВИ РОЗРАХУНКУ
ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ.
ГІДРАВЛІЧНИЙ РОЗРАХУНОК ТРУБОПРОВІДІВ**

Гідравлічний розрахунок трубопроводу.

Особливості довгих і коротких трубопроводів.

Визначення сумарних втрат напору. Визначення витрат рідини.

Визначення діаметра трубопроводу.

Гідравлічний розрахунок трубопроводу полягає у визначенні однієї величини при відомих трьох: витрата, діаметр трубопроводу, довжина трубопроводу, втрати напору.

Розрізняють довгі трубопроводи, в яких втрати напору у місцевих опорах h_m складають менше 0,05 від втрат напору по довжині h_L , що дає можливість нехтувати ними, та короткі, в яких втрати напору у місцевих опорах складають не менше 5 % від лінійних втрат ($h_m > 0,05 h_L$).

Основними рівняннями, які використовують при гідравлічних розрахунках, є: рівняння нерозривності, рівняння Бернуллі та рівняння для визначення втрат напору.

У випадку розрахунку коротких трубопроводів сталого діаметра повні втрати напору визначають як:

$$\Sigma h = h_L + h_M + h_z. \quad (13.1)$$

Втрати напору по довжині при турбулентному режимі руху рідини визначають за рівнянням Дарсі-Вейсбаха. Якщо в цьому рівнянні означити $\lambda \cdot \frac{L}{D} = \zeta_{mp}$. (коефіцієнт опору тертя по довжині), то це рівняння набуває вигляду:

$$h_L = \zeta_{mp} \cdot \frac{u^2}{2g}. \quad (13.2)$$

Місцеві втрати напору, визначають як:

$$h_M = \Sigma \zeta_M \cdot \frac{u^2}{2g}, \quad (13.3)$$

де $\Sigma\zeta_M$ – сумарний коефіцієнт місцевих опорів.

Повні втрати напору

$$\Sigma h = \zeta_{mp.} \frac{u^2}{2g} + \zeta_M \cdot \frac{u^2}{2g} = \frac{u^2}{2g} (\zeta_{mp.} + \zeta_M) = \zeta_{втр.} \cdot \frac{u^2}{2g} \quad (13.4)$$

де $\zeta_{втр.} = \zeta_{mp} + \zeta_M$ – повний коефіцієнт опору, який враховує всі втрати напору по довжині трубопроводу.

При гідравлічному розрахунку трубопроводу змінного діаметра всі доданки формул для місцевих опорів можуть бути визначеними через одну швидкість. Так, наприклад, при раптовому розширенні трубопроводу і наявності інших місцевих опорів на ділянці більшого діаметра можна записати $u_1 = u_2 \cdot \frac{\omega_2}{\omega_1}$ і, таким чином,

$$\zeta_{p.p.} \cdot \frac{u_1^2}{2g} = \zeta_{p.p.} \cdot \left(\frac{\omega_2}{\omega_1} \right)^2 \cdot \frac{u_2^2}{2g} \quad (13.5)$$

У випадку довгого трубопроводу місцеві втрати відсутні, або ними можна нехтувати внаслідок малої величини, і, таким чином, $\Sigma h = h_L$. У цьому випадку втрати напору виражають через модуль витрати K , величина якого характеризує витрату рідини у даному конкретному трубопроводі при гідравлічному похилі, який дорівнює одиниці.

Маючи на увазі, що $Q = \omega \cdot u$, формулу Шезі можна записати як

$$Q = \omega \cdot C \sqrt{R \cdot i}, \quad (13.6)$$

або, якщо позначити $K = \omega \cdot C \cdot \sqrt{R}$,

$$Q = K \sqrt{i} \quad (13.7)$$

де K – витратна характеристика трубопроводу.

Основні елементи гідравлічного розрахунку наводяться нижче.

Визначення сумарних втрат напору

Визначення сумарних втрат напору Σh при відомих внутрішньому діаметрі D , довжині L , витраті Q виконують за формулою:

$$\Sigma h = \frac{Q^2 \cdot L}{K^2}, \quad (13.8)$$

де K знаходять за табл. 13.1 у відповідності до заданого D .

Таблиця 13.1 – Значення K і K^2 для стандартних сталевих труб (при розрахунках Q задане у м³/с)

D, мм	K	K ²	D, мм	K	K ²
125	0,09703	0,009416	250	0,6222	0,3871
150	0,1492	0,02226	275	0,8071	0,6515
175	0,2296	0,05274	300	1,032	1,065
200	0,3285	0,1078	325	1,282	1,643
225	0,4554	0,2074	400	2,202	4,850

Визначення діаметра трубопроводу

При відомих витраті Q , довжині трубопроводу L та загальному опорі трубопроводу Σh визначають витратну характеристику:

$$K = \frac{Q}{\sqrt{\frac{\Sigma h}{L}}} = \frac{Q}{\sqrt{i}} \quad (13.9)$$

де $i = \Sigma h/L$ – гідравлічний похил (питомі втрати напору).

Визначення витрат рідини

Визначення витрати при відомих діаметрі трубопроводу D , довжині трубопроводу L та загальному опорі трубопроводу $h\Sigma$.

$$Q = K \sqrt{\frac{\Sigma h}{L}} = K \sqrt{i} \quad (13.10)$$

Швидкість потоку визначають за виразом $u = \frac{4Q}{\pi \cdot D}$, а якщо вона менша 1,2 м/с, витратну характеристику коригують за допомогою коефіцієнта β , значення якого наведене у табл. 13.2.

Таблиця 13.2 – Значення коефіцієнта β

$u, \text{ м/с}$	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2
β	1,187	1,131	1,095	1,072	1,054	1,040	1,030	1,020	1,015	1,01	1,0

Контрольні питання

- 1. В чому полягає гідравлічний розрахунок трубопроводу?*
- 2. Поняття про довгі і короткі трубопроводи.*
- 3. Опишіть порядок визначення сумарних втрат напору.*
- 4. Опишіть порядок визначення витрат рідини.*
- 5. Опишіть порядок визначення діаметра трубопроводу.*

Лекція 14

ТРАНСПОРТ ГАЗУ І ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ МІЖПРОМИСЛОВОГО ТРАНСПОРТУ ГАЗУ

Основні складові газотранспортної системи. Основні формули для розрахунку параметрів квазістаціонарних режимів роботи промислових газопроводів. Швидкісний режим роботи газопроводу. Визначення продуктивності газопроводу. Визначення гідравлічних опорів. Визначення перепаду тиску в промисловому газопроводі. Температурний режим роботи газопроводу.

Основні складові газотранспортної системи

Основними складовими лінійної частини промислових і магістральних газопроводів:

- 1) мережі видобутку, підготовки та перекачування газу (свердловина, установка комплексної підготовки газу (УКПГ), головні споруди (ГС), дотискні компресорні станції (ДКС));
- 2) труби з ізоляцією і допоміжним обладнанням (кріплення, кожухи тощо);
- 3) запірно-регулююча та аварійна арматура;
- 4) установки пуску і прийому очисних поршнів, ємності збору рідини;
- 5) лінії катодного захисту, телеметрії, телемеханіки, зв'язку, диспетчеризації контрольно-вимірювальних приладів діагностичних комплексів;
- 6) датчики, діафрагми, клапани, лінії скидання, свічки та ін.

Основними складовими компресорних станцій і компресорних агрегатів є нагнітачі з приводами і обв'язкою, очисні пристрої, охолоджувачі, пиловловлювачі, вузли редукування, блок підготовки палива та імпульсного газу, вузли відключення і режимні крани, камери запуску і прийому поршнів, Маслогосподарство, резервуарний парк, контрольно-вимірювальний пункт, експлуатаційний блок, енергопідстанції, очисні споруди та виробничо-диспетчерський пункт.

Основними складовими систем збору і установок комплексної підготовки газу є:

- Блок попереднього очищення (сепарації);

Забезпечує відділення від газу крапельної вологи, рідких вуглеводнів і механічних домішок. До складу блоку входять сепаратори і фільтр-сепаратори.

- Технологічні установки очищення, осушення і охолодження газу;

- Дотискні компресорні станції;

Забезпечують робочі параметри технології промислової обробки газу, підтримують тиск подачі газу в магістральний газопровід. Розташовуються перед або після установок технологічної підготовки газу. Для зниження температури компримованого газу після дотискної станції встановлюються апарати повітряного охолодження.

- Допоміжні системи виробничого призначення (операційна, майданчики з установками засобів зв'язку, електро-, тепло- і водопостачання, електрохімічного захисту, пожежогасіння, резервуарний парк зберігання діетиленгліколю або триетиленгліколю і т.д.).

Залежно від конкретних економіко-географічних і промислово-геологічних умов схеми облаштування родовищ, промислів і міжпромислові системи можуть значною мірою змінюватися. Важливим є характер і етап життєвого циклу розроблюваних родовищ, а також етап життєвого циклу наземного обладнання.

Накладають відбиток на структуру видобувних і транспортних об'єктів нафтогазової галузі також рівень розвитку технологій конкретного регіону, розвиненість інженерної інфраструктури, стратегії держав і окремих компаній.

Виведення основних формул для розрахунку параметрів квазістаціонарних режимів роботи промислових газопроводів

По суті, досягти стаціонарного процесу експлуатації промислових газопроводів, тобто експлуатації об'єктів родовища протягом певного часу з постійними тиском, температурою і об'ємом видобутку, неможливо. Зміна тиску і продуктивності, навіть протягом доби, може бути викликана зниженням споживання газу в світлий час доби, аварійними зупинками, ремонтними роботами, а зміна температурного режиму обумовлена коливаннями температури навколишнього середовища. Оперувати показниками нестаціонарного режиму досить складно, тому виведення формул для визначення параметрів газового потоку проведемо в певному квазірежимі, максимально наближеному до стаціонарного. Такий режим харак-

терний для коротких ділянок міжпромислових газопроводів між лінійними кранами або об'єктами.

При квазістаціонарному режимі роботи процес транспортування (руху) видобутого газу від гирла свердловини до споживача описується рівняннями газової динаміки:

- рівнянням руху газу:

$$\rho\omega \frac{d\omega}{dx} = -\frac{dP}{dx} - \frac{4}{d}\tau_w - \rho \sin \alpha(x) \quad (14.1)$$

або

$$\frac{\partial(\rho\omega)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho\omega^2)}{\partial x} = -\frac{\partial P}{\partial x} - \frac{\lambda\rho\omega^2}{2D} - \rho g \frac{dH}{dx} \quad (14.2)$$

- рівнянням нерозривності:

$$\frac{d}{dx}(\rho \cdot \omega \cdot S) = 0 \quad (14.3)$$

або

$$c^2 \cdot \frac{\partial(\rho\omega)}{\partial x} = -\frac{\partial P}{\partial t} \quad (14.4)$$

- рівнянням балансу повної енергії

$$\rho \cdot \omega \cdot S \cdot \frac{dJ}{dx} = \pi d \cdot q_n, \quad (14.5)$$

і рівнянням стану природного газу:

$$P \cdot V = z \cdot R_g \cdot T \quad (14.6)$$

в яких: $\frac{\partial(\rho\omega)}{\partial t}$ – швидкість зміни кількості руху в часі

(відображає нестационарність потоку газу);

$\frac{\partial(\rho\omega^2)}{\partial x}$ – інтенсивність зміни кількості руху по трасі

газопроводу;

$\frac{\partial P}{\partial x}$ – градієнт тиску, що визначає головну рушійну силу газу, характеризує дію тиску на одиницю маси потоку;

$\frac{\lambda \rho \omega^2}{2D}$ – сила тертя потоку об стінки трубопроводу і сила опору забруднень в порожнині газопроводів (витрати енергії на тертя);

$\rho g \frac{dH}{dx}$ – гравітаційні втрати, які відображатимуть дію сил тяжіння під час руху газу по трасі рельєфного газопроводу;

P, T, ρ, ω, z – середні значення тиску, температури, густини, швидкості і коефіцієнта стисливості газового потоку в перерізі труби, відповідно;

R_g – газова постійна;

$D, S, H, x, \alpha(x)$ – технічні характеристики трубопроводу: внутрішній діаметр, площа перетину, геометрична висота центру ваги елемента обсягу газу, координата по довжині і кут нахилу ділянки газопроводу до горизонталі, відповідно.

t – час; τ_w – дотичні напруження в стінці труби; c – швидкість звуку в потоці газу; J – ентальпія транспортується потоку газу; q_n – потік тепла, що проходить через одиницю площі поверхні трубопроводу за одиницю часу.

Рівняння руху газового потоку виводиться із закону зміни кількості руху для потоку стисливого середовища. Перший член в лівій частині рівняння характеризує інтенсивність зміни кількості руху по довжині газопроводу і визначається різницею кількості руху в перетинах x і $x+dx$:

$$\Delta S \rho \omega^2 = S \rho \omega^2 \pm \frac{\partial}{\partial x} (S \rho \omega^2) dx, \quad (14.7)$$

де S – площа поперечного перерізу газопроводу.

Другий член рівняння руху газового потоку характеризує швидкість зміни кількості руху в обсязі газопроводу $S dx$ в часі і вказує на нестационарність процесу.

Члени в правій частині рівняння руху газу визначають проекції на вісь x сил, що діють на елементарну масу газу $m = \rho S dx$:

сил тиску $-\frac{\partial P}{\partial x} S dx$;

сил тяжіння $-\rho g \frac{dH}{dx} S dx$;

сил тертя і опору $-\frac{\lambda \rho \omega^2}{2D} S dx$.

Знаки мінус у цих сил обумовлені тим, що градієнт тиску є величиною негативною, так як потенційна енергія, перетворюючись в кінетичну енергію потоку, витрачається на тертя і опір потоку в газопроводі, що призводить до зменшення тиску по довжині газопроводу. Сила тертя і проекція на вісь сили тяжіння діють в напрямку, протилежному напрямку руху газу.

У лівій частині рівняння нерозривності представлена різниця між кількостями газу, які пройшли за одиницю часу через перетин $x + dx$ і x , а в правій – накопичення газу за той же час в елементарному об'ємі. Якщо через перетин $x + dx$ вийшло більше газу, ніж надійшло через перетин x , то накопичення в резервуарі повинно бути негативним, що пояснює знак мінус у правій частині рівняння нерозривності.

Так як визначення параметрів газового потоку, що входять до складу рівнянь газової динаміки: тиску газу, температури, густини, його швидкості, коефіцієнта гідравлічного опору проводимо зі спрощенням, яке полягає в тому, що потік газу на короткій ділянці газопроводу вважається сталим, тому всі залежні від часу параметри дорівнюють нулю. В цьому випадку:

$$\frac{d(\rho \omega^2)}{dx} = -\frac{dP}{dx} - \rho g \frac{dH}{dx} - \lambda \frac{\rho \omega^2}{2D} \quad (14.8)$$

$$\frac{d(\rho \omega)}{dx} = 0$$

З останнього рівняння випливає, що $\rho \omega$ – постійна величина, тому

$$d(\rho \omega^2) = \rho \omega d\omega = \frac{\rho d\omega^2}{2} \quad (14.9)$$

Підставивши вираз (14.8) в рівняння (14.9) отримаємо:

$$-dP = \frac{\rho \lambda dx \omega^2}{2D} + \rho g dH + \rho d\omega^2 / 2 \quad (14.10)$$

Аналізуючи рівняння (14.10) можна зробити висновок, що потенційна енергія стисненого газу у вигляді втрат перепадів тисків витрачається на тертя і подолання сил гідравлічних опорів в порожнині газопроводу, подолання потоком газу підйомів траси по рельєфу місцевості і на зростання лінійної швидкості потоку по довжині газопроводу.

Другий член рівняння (14.10) в правій частині важливий для газопроводів, що проходять по різко пересіченій місцевості.

Швидкісний режим роботи газопроводу

Запишемо рівняння нерозривності в вигляді:

$$S \cdot \rho \cdot \omega = M, \quad (14.11)$$

де M – масові витрати газу через газопровід.

З огляду на, що густину в рівнянні стану газу можна виразити як

$$\rho = \frac{P}{z \cdot R \cdot T}, \text{ визначимо з (14.11) значення швидкості:}$$

$$\omega = \frac{M \cdot z \cdot R \cdot T}{S \cdot P} \quad (14.12)$$

Визначення продуктивності газопроводу

Отримані вирази для ρ і ω підставимо в рівняння (14.10), в результаті чого отримаємо:

$$-PdP = \frac{M^2 zRT}{2 \cdot S^2} \left(\lambda \frac{dx}{D} - 2 \frac{dP}{P} \right) \quad (14.13)$$

Після інтегрування рівняння (10) набуде вигляду:

$$P_H^2 - P_K^2 = M^2 zRTS^{-2} \left(\frac{\lambda L}{D} + 2 \ln \frac{P_H}{P_K} \right) \quad (14.14)$$

де P_n и P_k – відповідно початковий і кінцевий тиск на ділянці газопроводу;

L – довжина розрахункової ділянки газопроводу, на початку і кінці якої визначається квадрат падіння тиску $P_n^2 - P_k^2$.

Друга складова $\left(2 \ln \frac{P_n}{P_k}\right)$ враховує зростання кінетичної енергії по довжині газопроводу. Чим менше різниця між початковим і кінцевим тиском, тим ця величина менше першого доданка $\left(\frac{\lambda L}{D}\right)$ і тому в подальших розрахунках нею нехтують.

Виразимо в рівнянні (14.11) площу перетину газопроводу S через діаметр, отримуємо формулу для падіння квадратів тиску, з якої видно, що на ділянці газопроводу він прямо пропорційний коефіцієнту гідравлічного опору:

$$P_n^2 - P_k^2 = \frac{16}{\pi^2} \cdot z \cdot RT \frac{\lambda L}{D^5} M^2 \quad (14.15)$$

Очевидно, що масова витрата обернено пропорційна коефіцієнту гідравлічного опору:

$$M = \frac{\pi}{4} \left(\frac{(P_n^2 - P_k^2) D^5}{z R T \lambda L} \right)^{0.5} \quad (14.16)$$

Визначення гідравлічних опорів

З рівняння (14.16) можна визначити фактичний коефіцієнт гідравлічного опору ділянки газопроводу $\lambda_{факт}$, що враховує загальні втрати тиску:

$$\lambda_{факт} = \frac{\pi^2}{16} \cdot \frac{P_n^2 - P_k^2}{z \cdot R T L M^2} \cdot D^5 \quad (14.17)$$

Фактичний коефіцієнт гідравлічного опору враховує коефіцієнт тертя $\lambda_{тр}$ газу об стінку трубопроводу і гідравлічний опір, що

створюється відкладеннями і забрудненнями в порожнині газопроводу $\lambda_{загр}$:

$$\lambda_{факт} = \lambda_{тр} + \lambda_{загр} \quad (14.18)$$

Коефіцієнт гідравлічного опору тертя залежить від числа Рейнольдса Re , діаметра труби D і відносної шорсткості труби k / D . (Тут k – коефіцієнт шорсткості труби).

Об'єднана формула для визначення теоретичного коефіцієнта гідравлічного опору труби має вигляд:

$$\lambda_{тр} = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2k}{D} \right)^{0.2} \quad (14.19)$$

Аналіз формули (14.19) показує, що при режимі гладкого тертя (число Рейнольдса Re прагне до нуля) перший член в дужках значно більше другого і тоді формула (14.19) приймає вигляд:

$$\lambda_{тр} = \frac{0,1844}{Re^{0.2}} \quad (14.20)$$

При квадратичному режимі, коли другий член в дужках виразу (14.19) значно більше першого, рівняння для коефіцієнта гідравлічного опору можна уявити як:

$$\lambda_{тр} = 0,067 \left(\frac{2k}{D} \right)^{0.2} \quad (14.21)$$

Вирішуючи спільно рівняння (14.17-14.19), отримаємо об'єднану формулу для визначення коефіцієнта гідравлічного опору, створюваного забрудненнями і відкладеннями в газопроводі:

$$\lambda_{загр} = \frac{\pi^2}{16} \cdot \frac{P_H^2 - P_K^2}{z \cdot RTLM^2} \cdot D^5 \cdot 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2k}{D} \right)^{0.2} \quad (14.22)$$

Коефіцієнт гідравлічного опору $\lambda_{загр}$ в процесі експлуатації газопроводів змінюється і багато в чому залежить від компонентного складу газу, що транспортується.

Найбільше впливає на гідравлічний опір наявність в потоці газу рідкої фази, яка конденсується і накопичується в понижених місцях траси. Утворення при цьому гідратів і гідравлічні пробки на внутрішній поверхні труби локалізуються по довжині траси в природних пастках рідини (в понижених місцях газопроводу).

Відхилення наведеного (фактичного) коефіцієнта гідравлічного опору $\lambda_{факт}$ від теоретичного $\lambda_{тр}$ характеризується коефіцієнтом ефективності роботи газопроводу:

Відхилення наведеного (фактичного) коефіцієнта гідравлічного опору характеризується коефіцієнтом ефективності роботи газопроводу:

$$E = M_{факт} / M_{пр} = \sqrt{\lambda_{тр} / \lambda_{факт}} \quad (14.23)$$

де $M_{факт}$ і $M_{пр}$ – фактична і проектна масові пропускні спроможності (витрати) газопроводу, відповідно.

Визначення перепаду тиску в промисловому газопроводі

Під впливом гідравлічного опору, зростаючого в умовах низького робочого тиску, і забруднень в порожнині промислового газопроводу тиск по довжині газопроводу знижується.

Перепад тиску на ділянці газопроводу ΔP дорівнює різниці початкового і кінцевого тисків: $\Delta P = P_n - P_k$, а надлишковий перепад тиску, тобто перепад тиску, що виникає при низькій гідравлічній ефективності внаслідок накопичення забруднень у порожнині ділянки газопроводу, визначається за формулою :

$$\Delta P_{изб} = P_n^2 \cdot (1 - E^2) + E^2 \cdot P_k^2 - P_k^2 \quad (14.24)$$

де E – коефіцієнт ефективності роботи газопроводу.

Середній тиск на даній ділянці $P_{ср}$ визначається в залежності від початкового і кінцевого тисків в газопроводі і дорівнює:

$$P_{cp} = \frac{1}{L} \cdot \int_0^L \sqrt{P_H - \frac{(P_H^2 - P_K^2)}{L}} dx \quad (14.25)$$

Після інтегрування отримаємо:

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \frac{(P_H^3 - P_K^3)}{(P_H^2 - P_K^2)} = \frac{2}{3} \left(P_H + \frac{P_K^2}{P_H + P_K} \right) \quad (14.26)$$

Температурний режим роботи газопроводу

При русі газу по газопроводах зниження його температури відбувається в результаті теплообміну газу з довкіллям і його дроселювання.

При усталеному русі газу по горизонтальному газопроводу, в разі постійної температури ґрунту, формулу для розподілу температури газу за рахунок теплообміну з навколишнім трубо ґрунтом отримаємо, виходячи з таких умов.

Кількість тепла при сталому режимі, що віддається ґрунтом газу на довжині dx , визначається за формулою:

$$dq = -K \cdot \pi \cdot D_H (t - t_{cp}) dx \quad (14.27)$$

де K – коефіцієнт теплопередачі від потоку газу до ґрунту, що оточує трубу, що дорівнює 1 – 3 ккал/год·м²·град С;

D_H – зовнішній діаметр газопроводу, м.

Кількість тепла, втрачена газом, якщо вважати, що на ділянці dx процес теплопередачі відбувається при постійному тиску, дорівнює:

$$dq = M \cdot \gamma \cdot c_p dt \quad (14.28)$$

де M – витрати газу;

λ – питома вага газу;

c_p – теплоємність газу при постійному тиску.

Вирішуючи спільно (14.27) і (14.28), розділяючи змінні і інтегруючи рівняння в межах від 0 до x і від t_0 до t_x , де t_0 – початкова

температура газу в газопроводі, а t_x – температура газу в газопроводі на відстані x , отримаємо:

$$M \cdot \gamma \cdot c_p dt = -K \cdot \pi \cdot D_H (t - t_{zp}) dx;$$

$$\int_{t_0}^{t_x} \frac{dt}{t - t_{zp}} = -\frac{K \cdot \pi \cdot D_H}{M \cdot \gamma \cdot c_p} \int_0^x dx$$

Тоді:

$$t_x = t_{zp} + \frac{t_0 - t_{zp}}{e^{\varphi x}}$$

або

$$t_x = t_{zp} + (t_0 - t_{zp}) \cdot e^{-\frac{K \cdot \pi \cdot D_H}{M \cdot \Delta \cdot c_p} \cdot x} \quad (14.29)$$

де t_x – температура газу в газопроводі на відстані x від початкового пункту вимірювання температури, °С;

$t_{гр}$ – температура ґрунту на глибині закладення газопроводу, °С;

t_0 – температура газу в початковому пункті, °С;

Δ – відносна густина газу;

$$\varphi = 0,0581 \cdot \frac{K \cdot D_H}{M \cdot \Delta \cdot c_p} \quad (1.30)$$

де K – коефіцієнт тепловіддачі (для сухого піску 1,0, для вогкуватої глини 1,25 і для сирого піску 3,0 ккал/год·м²·°С);

D_H – зовнішній діаметр газопроводу, м;

M – витрата газу, тис.м³ / добу;

c_p – теплоємність газу при постійному тиску в ккал/кг.

Для реального газу ентальпія залежить не тільки від температури газу, але і від величини тиску, тому в рівняння для ідеального газу вносяться корективи, що враховують вплив ефекту Джоуля-Томсона, що розраховується за рекурентною формулою газової динаміки

$$D_j = \frac{1}{P_1 - P_2} \int_{P_2}^{P_1} \left\{ \left[\frac{1}{c_p(P, T)} \right] \cdot \left[T \frac{d}{dT} \frac{1}{\rho(P, T)} - \frac{1}{\rho(P, T)} \right] \right\} dP \quad (14.31)$$

де $c_p(P, T)$ – теплоємність при постійному тиску;

$\rho(P, T)$ – густина газу, як функція тиску і температури.

Використовуючи рівняння стану природного газу

$$P \cdot V = z \cdot R_z \cdot T \quad (14.32)$$

в результаті математичних перетворень і інтегрування кінцевого рівняння отримуємо:

$$D_j = 9,26 \cdot 10^{-3} \frac{\Delta^{1,3} R T^{0,7}}{(P_1 - P_2)} [\ln(1695 + 1,838T + 1960 \cdot T^{-3} P_1) - \ln(1695 + 1,838T + 1960 \cdot T^{-3} P_2)]. \quad (14.33)$$

Таким чином, температура газу уздовж газопроводу з урахуванням дроселювання газу:

$$t_L = t_{zp} + (t_0 - t_{zp}) \cdot e^{-\varphi L} - D_j \cdot \frac{P_H - P_k}{L \varphi} \cdot (1 - e^{-\varphi L}) \quad (14.34)$$

де $t_{гр}$ – температура ґрунту на глибині закладення газопроводу;

L – довжина газопроводу;

P_k – тиск в кінцевій точці газопроводу;

D_j – коефіцієнт (ефект) Джоуля-Томсона, для наближених розрахунків можна приймати $D_j \approx 3$ °С/МПа.

Значення D_j в технічних розрахунках може бути також обчислено за наближеною формулою:

$$D_j = \frac{2316 \cdot 10^2 \cdot \sqrt{25 - P}}{T^{2,19}}, \text{ (К/МПа)} \quad (14.35)$$

Контрольні питання

1. Назвіть основні складові газотранспортної системи.
2. Які складові лінійної частини промислових і магістральних газопроводів ви знаєте?
3. Назвіть основні складові компресорних станцій і компресорних агрегатів.
4. Назвіть основні складові систем збору і установок комплексної підготовки газу.
5. Опишіть алгоритм і наведіть основні формули для розрахунку параметрів квазістаціонарних режимів роботи промислових газопроводів.
6. Опишіть швидкісний режим роботи газопроводу. Основні формули, які його описують.
7. Запишіть і прокоментуйте формули для визначення продуктивності газопроводу.
8. Запишіть і прокоментуйте формули для визначення гідравлічних опорів.
9. Запишіть і прокоментуйте формули для визначення перепаду тиску в промисловому газопроводі.
10. Запишіть і прокоментуйте формули для опису температурного режиму роботи газопроводу.

Лекція 15

ТРУБОПРОВІДНИЙ ТРАНСПОРТ НАФТ

Склад системи магістрального нафтопроводу. Головний термінал. Проміжні нафтоперекачувальні станції. Кінцевий термінал. Лінійні споруди. Способи транспортування звичайних і високов'язких та високо застигаючих нафт: 1) гідротранспорт нафт; 2) перекачування з розчинниками; 3) перекачування термооброблених нафт; 4) перекачування нафт з присадками; 5) перекачування попередньо підігрітих нафт; 6) Інші способи.

Система магістрального нафтопроводу

Залежно від виду продукту, що транспортується розрізняють наступні типи вузькоспеціалізованих трубопровідних систем: нафтопроводи, нафтопродуктопроводи, газопроводи і трубопроводи для транспортування нетрадиційних вантажів. Незалежно від того, що транспортується по трубах, всі вузькоспеціалізовані системи складаються з одних і тих же елементів (на прикладі нафтопроводу (рис. 1):

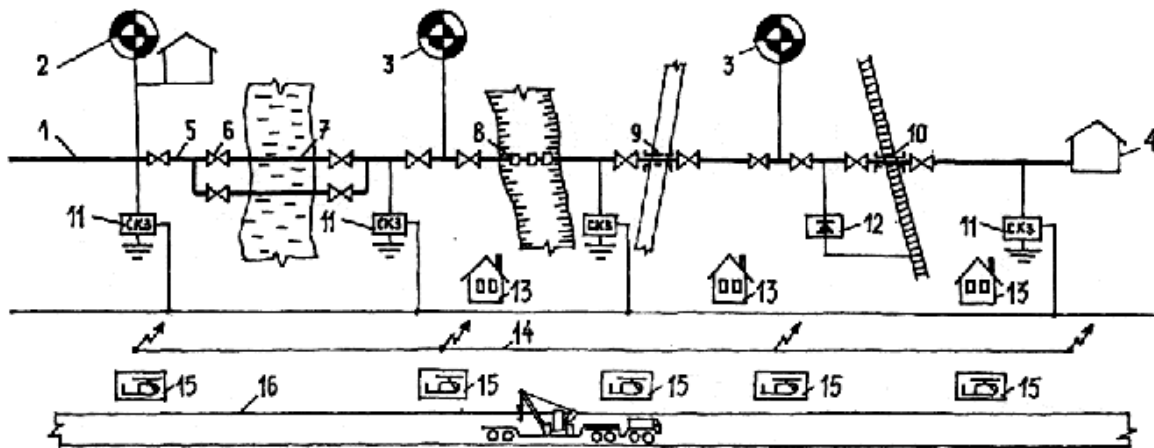


Рис. 71. – Склад системи магістрального нафтопроводу:

1 – підвідний трубопровід; 2 – головна нафтоперекачувальна станція; 3 – проміжна нафтоперекачувальна станція; 4 – кінцевий пункт; 5 – лінійна частина; 6 – лінійна засувка; 7 – дюкер; 8 – надземний перехід; 9 – перехід під автодорогою; 10 – перехід під залізницею; 11 – станція катодного захисту; 12 – дренажна установка; 13 – пункт обхідника; 14 – лінія зв'язку; 15 – вертолітний майданчик; 16 – дорога вздовж підвідних трубопроводів.

Головний термінал або *головна нафто-перекачувальна станція* (НПС) призначена для прийому нафти з промислу(-ів), змішування чи розділення їх за сортами, обліку нафти і її закачування з резервуарів у трубопровід. Головна НПС розташовується поблизу нафтопромислів.

Проміжні НПС служать для поповнення енергії, витраченої потоком на подолання сил тертя, з метою забезпечення подальшої перекачки нафти. Проміжні НПС розміщують по трасі трубопроводу згідно гідравлічного розрахунку (через кожні 50 ... 200 км).

Кінцевий термінал магістрального трубопроводу – це зазвичай нафтопереробний завод або велика перевалочна нафтобаза.

На магістральних трубопроводах великої протяжності організовуються експлуатаційні ділянки довжиною від 400 до 600 км. Межа між експлуатаційними ділянками обов'язково проходить через проміжні НПС. Проміжна НПС, що знаходиться на початку експлуатаційної ділянки, є для неї "головною" НПС, а проміжна НПС, що знаходиться в кінці експлуатаційної ділянки – "кінцевим пунктом (терміналом)". Склад споруд проміжних НПС, розташованих на кінцях експлуатаційної ділянки, відрізняється від звичайних наявністю резервуарних парків. Таким чином, магістральний трубопровід великої протяжності складається ніби з кількох послідовно з'єднаних трубопроводів протяжністю не більше 600 км кожний.

До лінійних споруд магістрального трубопроводу відносяться:

- 1) власне трубопровід (або лінійна частина);
- 2) лінійні засувки;
- 3) засоби захисту трубопроводу від корозії (станції катодного і протекторного захисту, дренажні установки);
- 4) переходи через природні та штучні перешкоди (ріки, дороги і т.п.);
- 5) лінії зв'язку;
- 6) лінії електропередачі;
- 7) будинки обхідників;
- 8) вертолітні майданчики;
- 9) дороги, прокладаються уздовж траси трубопроводу.

Трубопровід – основна складова магістрального трубопроводу – являє собою труби, зварені в "нитку", оснащені камерами прийому і пуску скребків, роздільників, діагностичних приладів, а також трубопроводи-відводи.

Мінімальне заглиблення трубопроводів до верху труби повинно бути не менше (м):

- при звичайних умовах прокладки 0,8
- на болотах, що підлягають осушенню 1,1
- в піщаних барханах 1,0
- в скельних ґрунтах, болотистій місцевості при відсутності проїзду автотранспорту і сільгоспмашин 0,6
- на орних і зрошуваних землях 1,0
- при перетині каналів 1,1

Лінійні засувки встановлюються по трасі трубопроводу не рідше, ніж через 30 км, з урахуванням рельєфу місцевості таким чином, щоб розлив нафти в разі можливої аварії був мінімальним. Крім того, лінійні засувки розміщуються на виході з НПС і на вході в них, на обох берегах водойм, по обидва боки переходів під автомобільними шляхами і залізницями.

Станції катодного захисту розташовуються уздовж траси трубопроводу відповідно до розрахунку. Дренажні установки розміщуються в місцях впливу на трубопровід блукаючих струмів (лінії електрифікованого транспорту, лінії електропередач і ін.).

При переходах через водні перешкоди трубопроводи, як правило, заглиблюються нижче за рівень дна. Для запобігання спливання на трубопроводах монтують чавунні чи залізобетонні обважнювачі різної конструкції. Крім основної укладають резервну нитку переходу того ж діаметру. На перетинах залізничних і великих шосейних доріг трубопровід укладають в патроні (кожусі) з труб, діаметр яких не менше, ніж на 200 мм більше основного трубопроводу. При перетині природних і штучних перешкод застосовують також надземну прокладку трубопроводів (на опорах, або за рахунок власної жорсткості труби).

Уздовж траси трубопроводу проходять лінії зв'язку, лінії електропередачі, а також ґрунтові дороги. Лінії зв'язку, в основному, мають диспетчерське призначення. Диспетчеризація забезпечує можливість оперативного управління узгодженої роботи перекачувальних станцій на відстані кількох сотень кілометрів.

Вертолітні майданчики призначені для посадок вертольотів, які здійснюють патрулювання траси трубопроводів.

На відстані 10 ... 20 км один від одного вздовж траси розміщені будинки обхідників. В обов'язки доглядача входить спостереження за справністю своєї ділянки трубопроводу.

Основними перевагами трубопровідного транспорту є:

1) можливість прокладки трубопроводу в будь-якому напрямку і на будь-яку відстань – це (найчастіше) найкоротший шлях між початковим і кінцевим пунктами;

2) безперебійність роботи і відповідно гарантоване постачання споживачів, незалежно від погоди, пори року і доби;

3) висока ступінь автоматизації;

4) висока надійність і простота в експлуатації;

5) розвантаження традиційних видів транспорту.

До недоліків трубопровідного транспорту відносяться:

1) великі початкові витрати на спорудження магістрального трубопроводу, що робить доцільним застосування трубопроводів тільки при великих, стабільних вантажопотоках;

2) певні обмеження на кількість сортів (типів, марок) енергоносіїв, що транспортуються по одному трубопроводу;

3) "жорсткість" траси трубопроводу, внаслідок чого для організації постачання енергоносіями нових споживачів потрібні додаткові капіталовкладення.

Трубопровідний транспорт звичайних і високов'язких нафт

Вуглеводневі флюїди, які насичують гірські породи в природних умовах, залежно від густини мають динамічний коефіцієнт в'язкості, який відрізняється на багато порядків – від сотих часток мПа·с (для газів) до сотень тисяч і навіть мільйонів мПа·с (високов'язкі важкі нафти). Основна частина розроблюваних традиційними способами нафтових родовищ містить у продуктивних пластах нафту з динамічним коефіцієнтом в'язкості в межах 0,5-25 мПа·с, рідше до 70 мПа·с. В'язкість розгазованих нафт значно вища. При цьому вуглеводневі флюїди з динамічним коефіцієнтом в'язкості понад 12-15 мПа·с вважаються нафтами підвищеної в'язкості.

Запаси в'язких нафт становлять близько 1 трлн. тонн і перевищують обсяг залишкових видобутих запасів нафти малої і середньої в'язкості більш ніж в п'ять разів.

Для транспортування високов'язких і високо застигаючих нафт застосовують такі способи: 1) гідротранспорт нафт; 2) перекачування з розчинниками; 3) перекачування термооброблених нафт; 4) перекачування нафт з присадками; 5) перекачування попередньо підігрітих нафт; 6) Інші способи.

1) Гідротранспорт звичайної і високов'язкої нафти.

1а) Гідротранспорт звичайної нафти (низької і середньої в'язкості) реалізується двома способами – постанційним і транзитним. При постанційному перекачуванні відбувається заповнення резервуарів, розміщених на територіях проміжних перекачувальних станцій. Після їх наповнення продукція перекачується на наступну по трубі станцію. Якщо такий резервуар на проміжній станції не один, то процес йде практично безперервно, оскільки в міру заповнення одного резервуара з іншого вже йде закачування нафти в основну трубу. Транзитне перекачування виконується або через проміжний резервуар, або безпосередньо з одного насоса в інший. Як правило, проміжні резервуари при такій перекачуванні використовуються для відділення від нафтової сировини попутного газу і підтоварної води. Якщо використовується система «з насоса – в насос», то перекачувана сировина в проміжний резервуар не потрапляє, а одразу рухається далі по основній трубі.

Другий спосіб транзитного перекачування більш досконалий і економічний, та як дозволяє забезпечити максимальний рівень герметизації і, як наслідок, мінімізувати втрати легких фракцій вуглеводневої сировини, які мають місце в ході природних випарних процесів, характерних для резервуарного прокачування. Сьогодні, як правило, при транзитному способі перекачування необхідність у резервуарах виникає лише в аварійних ситуаціях, а в звичайному режимі діє принцип «з насоса – в насос».

1б) Гідротранспорт високов'язкої нафти. Спільне перекачування в'язких нафт з водою є одним з ефективних способів транспорту. Існує кілька варіантів гідротранспорту нафти з водою.

Перший спосіб. У трубопровід одночасно закачують воду і в'язкий нафтопродукт таким чином, щоб нафтопродукт рухався всередині водяного кільця. Щоб не відбувалося спливання нафти у водяному кільці, потоку надають обертання застосуванням «спіральних» труб. Такі труби на внутрішній поверхні мають гвинтову нарізку заводського виготовлення або приварені металеві смуги (дріт) необхідних розмірів. Спіральна нарізка викликає обертання рухомого потоку, в результаті чого виникають відцентрові сили, що відкидають більш важку воду до стінок труби. Так як потік в основній своїй частині складається з нафти, то різко зростає витрата рідини при малих витратах енергії в порівнянні з перекачуванням однієї холодної в'язкої нафти. Таким способом можуть перека-

чуватися нафти, мають густину нижче, ніж вода. Поділ води і нафти на кінцевому пункті проводиться будь-яким відомим методом (хімічним способом, термічним, відстоєм і ін.).

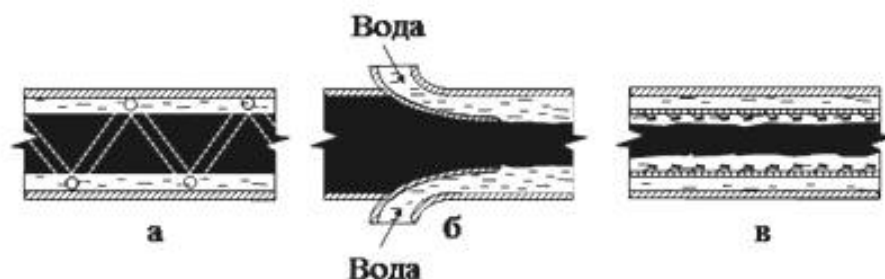


Рис. 72 – Гідроперекачування нафти всередині водяного кільця.
а – гвинтова нарізка; б – кільцеві муфти; в – перфорований трубопровід

Поширення цей спосіб не отримав через складність виготовлення гвинтових нарізок на внутрішній поверхні труби. Крім того, після відкладення парафіну нарізки засмічуються. При запарафінуванні нарізок водяне кільце біля стінки не формується, що призводить до погіршення параметрів прокачування.

Інший спосіб гідротранспорту – це пошарове перекачування нафти і води. Зменшення гідравлічного опору трубопроводу відбувається в зв'язку з тим, що нафта контактує не з нерухомою стінкою, а з рухомих потоком води. Перекачування нафти і води відбувається без зміни структури потоку. Утворюється водяне кільце, всередині якого ковзає водонафтова суміш.

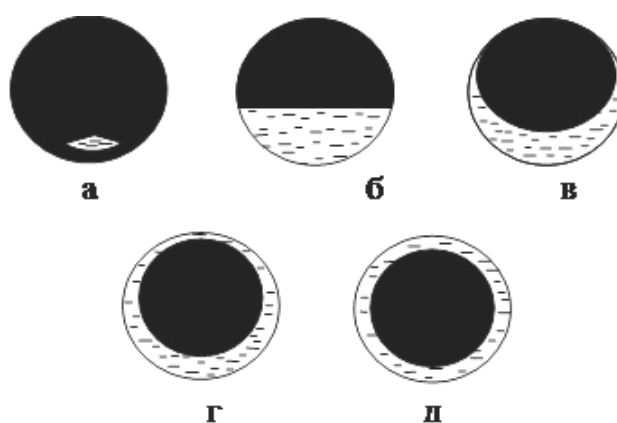


Рис. 73 – Перекачування нафти і води без зміни структури потоку (пошарове перекачування):

*а – лінзове перекачування; б – з плоскою межею «вода-нафта»;
 в – роздільне перекачування з криволінійною межею;
 г, д – кільцеве не центроване і центроване.*

Другий спосіб полягає в утворенні суміші нафти з водою. Коли утворюється суміш типу нафта у воді (Н/В), частки нафти оточені водяною плівкою і контакту нафти з внутрішньою поверхнею труби не відбувається. При різкому зменшенні швидкості перекачування і температури емульсія типу Н/В може перейти в зворотну – типу «вода в нафті» (В/Н). Така емульсія має в'язкість навіть більшу, ніж вихідна нафта. Стійкість емульсії типу Н/В залежить від багатьох факторів. У результаті експериментальних досліджень було встановлено, що мінімальна кількість води має бути близько 30% загального об'єму транспортованої суміші.

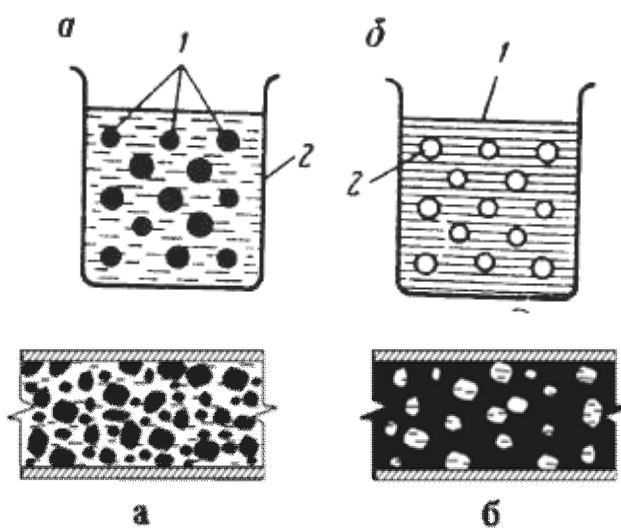


Рис. 74 – Гідроперекачування нафти у вигляді емульсії:

а – типу «нафта у воді»; б – типу «вода в нафті»

Недоліком даного способу транспортування є небезпека інверсії фаз, тобто перетворення емульсії «нафта у воді» в емульсію «вода в нафті». Це може статися при зміні швидкості або температури перекачування.

Гідротранспорт такого типу успішно застосовується на магістральному нафтопроводі в Індонезії. Таким способом транспортується нафта по магістральному нафтопроводу Танджунг-Баликпапан діаметром 508 мм, довжиною 238 км і продуктивністю 3,7 млн. Але температурні режими транспортування суміші Н/В показують, що так як нафта перебуває у воді в застиглому стані доцільніше говорити не про емульсію, а про суспензію Н/В.

1 Перекачування з розчинниками. Досить ефективним і доступним способом поліпшення реологічних властивостей високов'язких і високозастигаючих нафт є застосування вуглеводневих розріджувачів. У ролі розчинника може служити газовий конденсат і малов'язкі нафти.

2 Перекачування термооброблених нафт. Термообробка або теплова обробка високопарафінистої нафти являє собою нагрів нафти до температури, що перевищує температуру плавлення парафінів, і подальше охолодження із заданою швидкістю, щоб поліпшити реологічні властивості.

При природному охолодженні парафінистих нафт утворюється парафінова структура, міцність якої тим більше, чим вище концентрація парафіну в нафті. При нагріванні нафти до температури, що перевищує температуру плавлення парафінів, відбувається їх повне розчинення. При подальшому охолодженні нафти відбувається кристалізація парафінів.

Реологічні параметри термообробленої нафти з часом погіршуються і виходять на вихідні значення до нагрівання.

3 Перекачування нафт з присадками. Депресорні присадки досить тривалий час застосовуються для зниження температури застигання масел, але для нафт вони малоефективні.

Щоб поліпшити реологічні властивості нафт слід застосовувати спеціально отримані присадки. Це, зокрема, беззольні сополімери етилену і присадки на базі складних ефірів метакрилової кислоти.

4 Перекачування попередньо підігрітих нафт. Найбільш поширеним на даний момент способом трубопровідного транспорту високов'язких нафт є перекачування з підігрівом або так звана «гаряче перекачування».

Для даного способу транспортування резервуари облаштовують системою підігріву нафти. Нафту нагрівають до температури, при якій допустиме її відкачування підпірними насосами. Вони прокачують нафту через додаткові підігрівачі і перекачують на прийом основних насосів. Далі нафту закачується в магістральний трубопровід. Трубопроводи, в яких нафту підігрівують на всьому шляху перекачування, називаються «гарячими» (рис. 75).

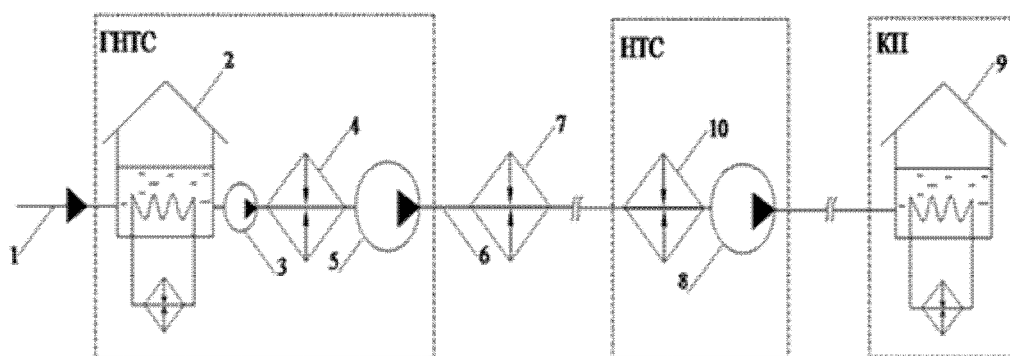


Рис. 75 – Технологічна схема «гарячого» перекачування: 1

Нафта остигає за рахунок теплообміну з навколишнім середовищем, поки рухається по трубопроводу. Для запобігання застигання необхідна установка додаткових пунктів обігріву через кожні 25-100 км.

«Гаряче перекачування» є найбільш поширеним і вивченим способом по ряду причин: найбільш проста і відпрацьована технологія. Одним з головних є висока енергоємність. Це пов'язано з тим, що як паливо при підігріві використовується сама ж транспортована рідина – нафта, мазут тощо.

Інші способи. Нетрадиційний спосіб зміни в'язкості нафти – кавітаційний вплив. Для виникнення кавітації в трубопроводі розміщують порожнистий циліндричний корпус змінного перерізу. Наслідком високоамплітудних коливань в рідині є утворення кавітаційних бульбашок з високою швидкістю. За рахунок бульбашок відбувається зниження в'язкості нафти. Експериментальними даними показано, що в'язкість нафти була знижена на 35%.

Головним недоліком даної системи є інтенсивний кавітаційний знос робочих поверхонь пристроїв, які створюють кавітаційні бульбашки. Регулювати інтенсивність кавітаційної обробки вкрай складно. Розміри бульбашок, що утворюються в таких пристроях, слабо піддаються регулюванню.

Контрольні питання

1. *Перерахуйте об'єкти, які складають систему магістрального нафтопроводу.*
2. *Опишіть головний термінал магістрального нафтопроводу.*
3. *Опишіть проміжні нафтоперекачувальні станції магістрального нафтопроводу.*
4. *Опишіть кінцевий термінал магістрального нафтопроводу.*
5. *Опишіть лінійні споруди магістрального нафтопроводу.*
6. *Охарактеризуйте нафтопроводи транспортування звичайних і високов'язких та високозастигаючих нафт. Наведіть приклади.*
7. *Назовіть способи транспортування високов'язких та високозастигаючих нафт.*
8. *Опишіть способи гідротранспорту нафт.*
9. *Опишіть транспортування високов'язких та високозастигаючих нафт з розчинниками.*
10. *Опишіть перекачування термооброблених нафт.*
11. *Опишіть перекачування нафт з присадками.*
12. *Опишіть перекачування попередньо підігрітих нафт.*
13. *Опишіть спосіб зниження в'язкості важких нафт кавітацією.*

Лекція 16

СПІЛЬНИЙ ТРАНСПОРТ РІДКИХ І ГАЗОПОДІБНИХ ВУГЛЕВОДНІВ

Актуальність проблеми двофазного транспорту рідини і газу. Структурні форми газорідинного потоку. Карта структурних форм газорідинного потоку. Характеристика промислового флюїдопроводу при різному газовмісті β флюїду. Визначення оптимального режиму перекачування газорідинної суміші. Принципова технологічна схема перекачування газонасичених нафт.

В умовах пласта нафта містить значну кількість легких вуглеводнів. Після її вилучення з надр в результаті зменшення тиску велика частина легких вуглеводнів переходить в газову фазу, утворюючи так званий попутний нафтовий газ.

Нафтовий газ – неминучий супутник нафти і тому з першого дня розробки родовищ виникає проблема його утилізації. Про складність її вирішення говорить той факт, що частина цього газу до сьогодні марно спалюється в факелах.

Найбільші втрати нафтового газу допускаються в районах нафтовидобутку країн, що розвиваються. Таке положення пов'язане з особливостями технології використання нафтового газу: необхідністю збору з великих і дрібних родовищ, розкиданих на значній території; спорудження газопереробних заводів, а також установок з осушення газу та вилучення з нього важких компонентів з метою забезпечення можливості транспорту по магістральних газопроводах; спорудження газопроводів для транспорту газу споживачам і т.д. Тому для забезпечення повного використання ресурсів нафтового газу при введенні в розробку нафтових родовищ необхідно не тільки мати у своєму розпорядженні значні матеріально-технічні ресурси і капіталовкладення, а й домогтися їх освоєння в найкоротші терміни.

Оскільки жодне родовище не вводиться в розробку без розвинутої системи збору і зовнішнього транспорту нафти, то одним із напрямків боротьби з втратами нафтового газу є його перекачування спільно з нафтою.

Газоконденсатні поклади зустрічаються на глибині 1 кілометра і більше. Тут при тиску 30 ... 40 МПа пари рідких вуглеводнів розчинені в газі. Під час вилучення такого газу по свердловині на земну поверхню і відповідному зниженні тиску пари рідких вугле-

воднів конденсуються, утворюючи сирий газовий конденсат, до складу якого входять гелій, вуглекислий газ, сірководень, пентан, гексани, гептани і інші компоненти. При стабілізації сирого конденсату ці компоненти виділяються і виникає необхідність в їх транспортуванні споживачам. Це пов'язано з рядом проблем, уникнути яких дозволяє спільний транспорт стабільного конденсату і газів стабілізації.

Спільний транспорт рідких і газоподібних вуглеводнів може здійснюватися як в двофазному, так і в однофазному (весь газ розчинений у рідині) стані. Розглянемо ці способи.

Двофазний транспорт рідини і газу: структури газорідного потоку, оптимальний режим руху

Двофазні потоки характеризуються наявністю різних структурних форм течії, під якими мається на увазі, головним чином, характер розподілу газу в рідині при їх спільному русі в трубопроводі. Структурні форми газорідного потоку дуже різноманітні і залежать від швидкості суміші, витратного газовмісту, фізичних властивостей газової і рідкої фаз, діаметра і кута нахилу трубопроводу. В результаті численних експериментальних досліджень виділено такі основні структури газорідних потоків в трубах (рис. 76):

а) бульбашкову і емульсійну, що характеризуються рухом в рідині пухирців газу;

б) розшаровану, що характеризується пошаровим рухом газу і рідини з чіткою гладкою або хвильовою поверхнею розділу;

в) коркову, що характеризується чергуванням рідинних і газових корків (пробок) різних розмірів;

г) кільцеву (плівкову, плівково-дисперсну), що характеризується перебігом основної маси рідини по стінці труби у вигляді рідинного кільця, усередині якого з високою швидкістю рухається газове ядро, що містить краплі рідини.

Потік зі зваженими в ньому бульбашками спостерігається при невеликих газовмістах. При малих швидкостях суміші бульбашки розташовані, в основному, поблизу верхньої твірної труби.

Зі збільшенням швидкості відбувається дроблення і перемішування бульбашок, і при швидкості більше 2 м/с вони рівномірно розподіляються в рідині. Така структура називається емульсійною.

При швидкостях суміші менше 0,2 м/с і великих газовмістах в результаті злиття бульбашок один з одним утворюється безперервна газова фаза, тобто роздільний потік, розшарована структура.

При відхиленнях від проектного режиму, тривалих зупинках перекачування, аварійних ситуаціях в трубопроводах з газонасиченою нафтою можливе виділення розчинених газів. Щоб запобігти зриву роботи відцентрових насосів через це на вході в насоси встановлюють буферні ємності, призначені для відділення вільного газу від нафти.

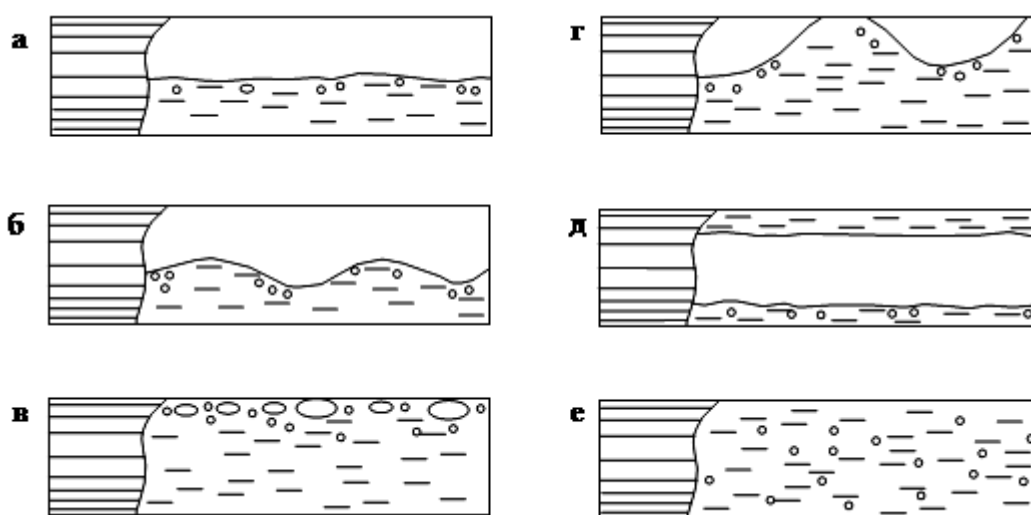


Рис. 76 – Структурні форми газорідинного потоку:

а – розшарування з плоскою межею розділення; б – розшарування з криволінійною межею розділення; в – бульбашкова; г – коркова; д – кільцева; е – емульсійна.

Якщо швидкості перекачування невеликі, то межа розділу фаз гладка. Збільшення швидкості суміші призводить до утворення гравітаційних хвиль на межі поділу фаз. Амплітуда хвиль збільшується пропорційно зростанню швидкості суміші. При певних умовах хвилі повністю перекривають перетин труби, а потік переходить в корковий, коли газові і рідинні пробки чергуються одна з одною. Зі збільшенням газовмісту суміші при постійній швидкості розміри газових пробок збільшуються, а рідинних – зменшуються. Зрештою рідинні корки як би розмазуються по стінці труби, а газова фаза, яка містить краплі рідини, рухається в центрі, тобто формується кільцева структура газорідинного потоку.

Неважко бачити, що різні структури взаємопов'язані і переходять одна в іншу при зміні умов перебігу (за рахунок виділення розчиненого газу в міру падіння тиску в трубопроводах, зміни площі перерізу труб і їх нахилу до горизонту і т.д.). На рис. 77 наведено

прикладі карти розподілу структур газорідинної суміші в горизонтальних трубах діаметром 0,05 ... 0,3 м, що ілюструють зазначені вище закономірності.

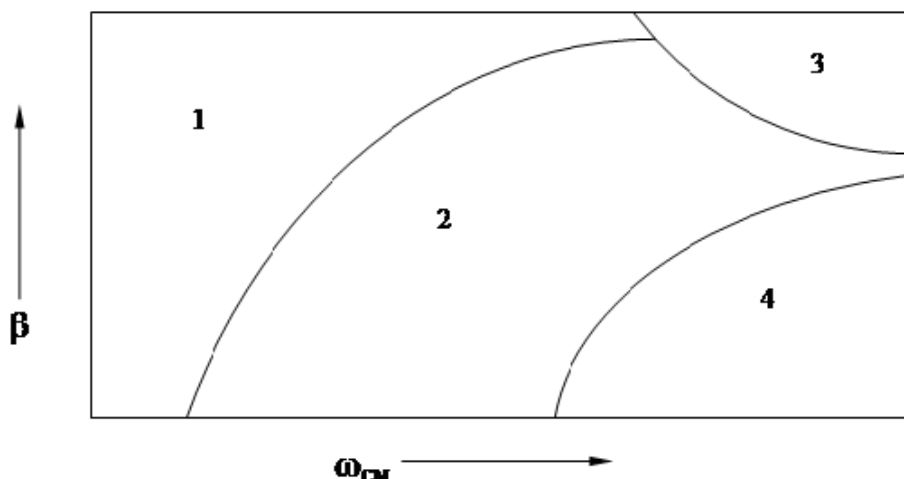


Рис. 77 – Карта структурних форм газорідинного потоку:

*1 – роздільно-хвильова; 2 – корково-емульсійна; 3 – кільцева; 4 – емульсійна.
β – величина, що визначає газовміст потоку; ω – швидкість потоку.*

Експериментально встановлено, що для практичного розрахунку трубопроводів зручно об'єднати ряд структурних форм потоку, залишивши тільки три: розшарування, коркову і кільцеву. У слабко-похилих і горизонтальних трубопроводах можуть реалізовуватися всі три структурні форми двофазного потоку, а у висхідних – тільки коркова (пробкова) і кільцева.

Кільцева структура потоку при промисловому зборі нафти (конденсату) та газу не зустрічається.

На рис. 78. показано комбіновану трасу трубопроводу. На висхідних ділянках трубопроводу має місце коркова структура потоку, на низхідних – розшарована, що переходить в коркову.

При перекачуванні двофазних потоків втрати тиску на подолання різниці нівелірних висот профілю залежать в загальному випадку від довжини ділянок з розшарованим потоком і від швидкості суміші в трубопроводі.

Втрати тиску на тертя в двофазних потоках більші, ніж при перекачуванні тієї ж кількості однієї рідини. Це пов'язано з тим, що крім тертя об стінку труби енергія витрачається на хвилеутворення, формування газових корків, дроблення газової фази.

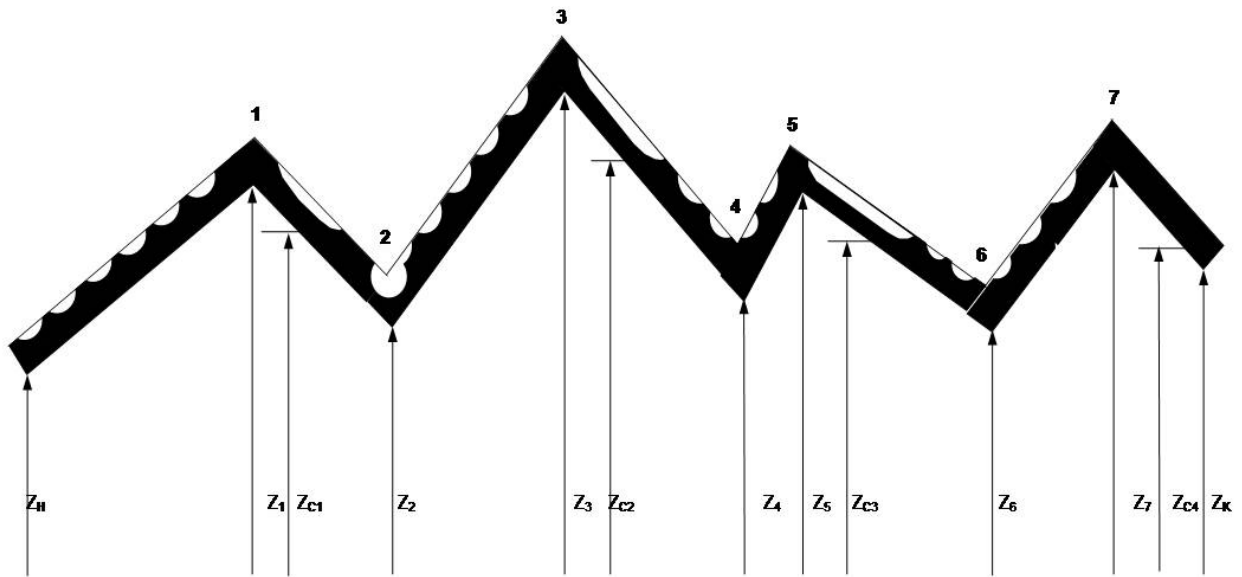


Рис. 78 – Комбінована траса трубопроводу з висхідними і низхідними ділянками:

1 – 7 – характерні точки траси; Z_i – висоти профіля траси газорідинного трубопроводу.

Залежність втрат напору від швидкості руху по трубопроводу при перекачуванні газорідинних сумішей наведена на рис. 79. Видно, що зі збільшенням швидкості (витрати) суміші загальний перепад тиску в трубопроводі спочатку зменшується, досягає деякого мінімуму, а потім зростає.

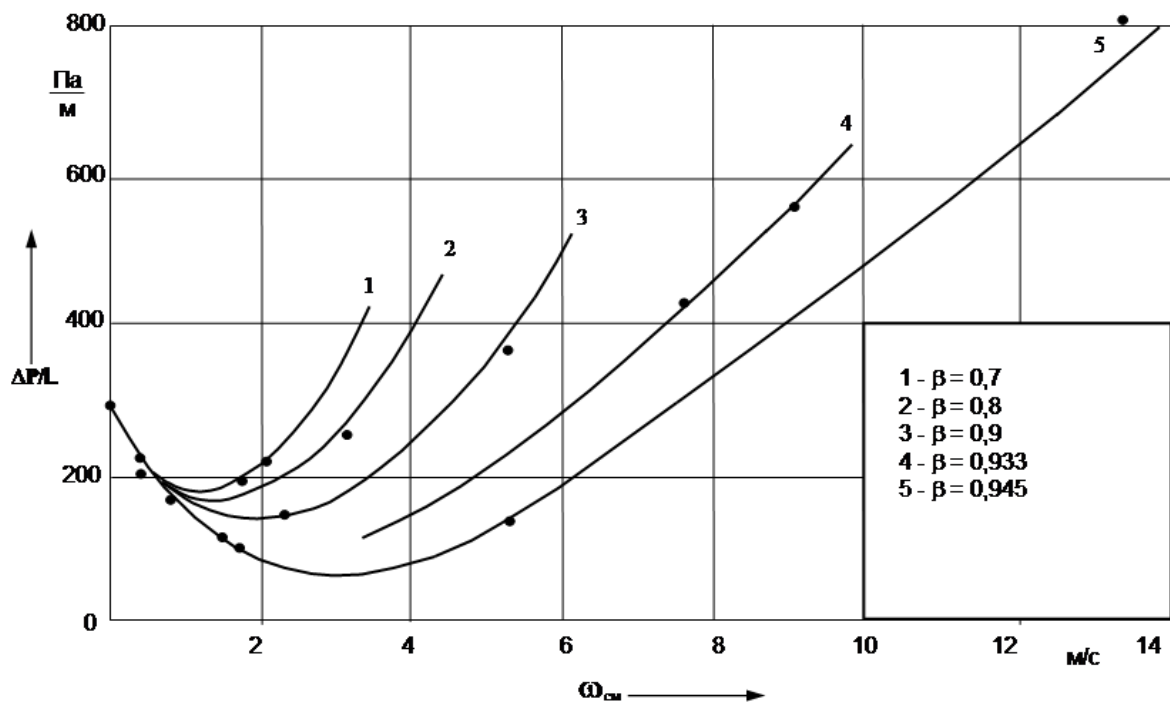


Рис. 79 – Характеристика промислового флюїдопроводу при різному газовмісті β флюїду

Особливий інтерес являє режим з мінімальними питомими витратами електроенергії на перекачування вуглеводневої суміші. Для його визначення проводять дотичну до кривої з початку координат (рис. 80). Швидкість суміші, відповідна точці дотику, є оптимальною швидкістю перекачування двофазних потоків $W_{\text{см опт}}$.

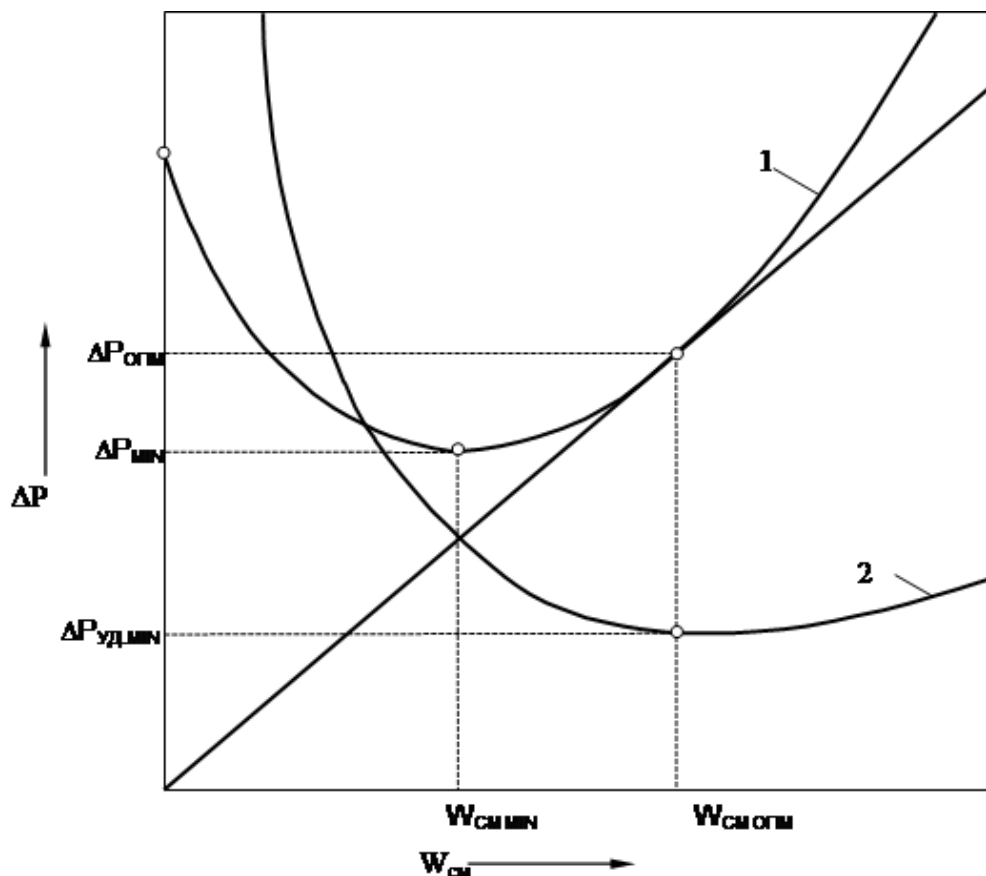


Рис. 80 – Визначення оптимального режиму перекачування газорідної суміші:

1 – загальний перепад тиску; 2 – питомі витрати енергії.

Таким чином, при заданих діаметрі і газовмісті потоку необхідно прагнути вести перекачування зі швидкостями $W_{\text{см опт}}$ або – при необхідності – $W_{\text{см min}}$.

Принципова технологічна схема перекачування газонасичених нафт

При звичайному способі перекачування (рис. 81) після вилучення з пласта 1, зневоднення і знесолення нафта проходить дегазацію в кілька ступенів (на схемі їх три). На першому місці

сепарації 3 підтримується тиск близько 2 МПа. Виділяється при цьому газ складається в основному з метану. На другому щаблі сепарації 4 підтримується тиск 0,6 ... 0,8 МПа, а газ складається не тільки з метану, а й його гомологів, хоча і в відносно невеликій кількості.

На останньому (а даному випадку – третьому) ступені сепарації 5 підтримується тиск, що лише трохи перевищує атмосферний (0,105 МПа). При цьому з нафти виділяється практично весь розчинений газ, який на 30 ... 40% по масі складається з пропану і більш важких вуглеводнів.

Транспортування газу на останньому щаблі сепарації являє найбільшу складність так як при компримуванні (підвищення тиску газу з допомогою компресора) він частково конденсується, утворюючи двофазний потік. Далі розгазована нафта самопливом надходить в резервуар 7, звідки насосом 8 відкачується на головну насосну станцію (ГНС) магістрального нафтопроводу.

Принципова схема отримання та перекачування газонасичених нафт по магістральних трубопроводах – рис. 81.

При перекачуванні газонасичених нафт (з метою запобігання втрат нафтового газу останньому щаблі сепарації) рідка фаза після 2-го ступеня сепарації насосом 9 через лічильник 10 подається на майданчик головної перекачувальної станції. Підпору, створюваного насосом 9, досить для стійкої роботи магістральних насосів 13. Ними газонасичену нафту закачують в магістральний нафтопровід 14. Перекачування ведеться за системою "з насоса – в насос", таким чином, щоб ні в одній точці трубопроводу тиск не опускався нижче тиску насичення, при якому газ починає виділятися з нафти. Для цього служать регулятори тиску 11. На кінцевому пункті (КП) магістрального трубопроводу нафта повністю розгазовується на кінцевій сепараційній установці 15, після чого газ здається споживачам, а нафта самопливом надходить в резервуари 16. Тут здійснюється її комерційний облік.

При відхиленнях від проектного режиму, тривалих зупинках перекачування, аварійних ситуаціях в трубопроводах з газонасиченою нафтою можливе виділення розчинених газів. Щоб запобігти зриву через це роботи відцентрових насосів на вході в насосні встановлюють буферні ємності, призначені для відділення вільного газу від нафти.

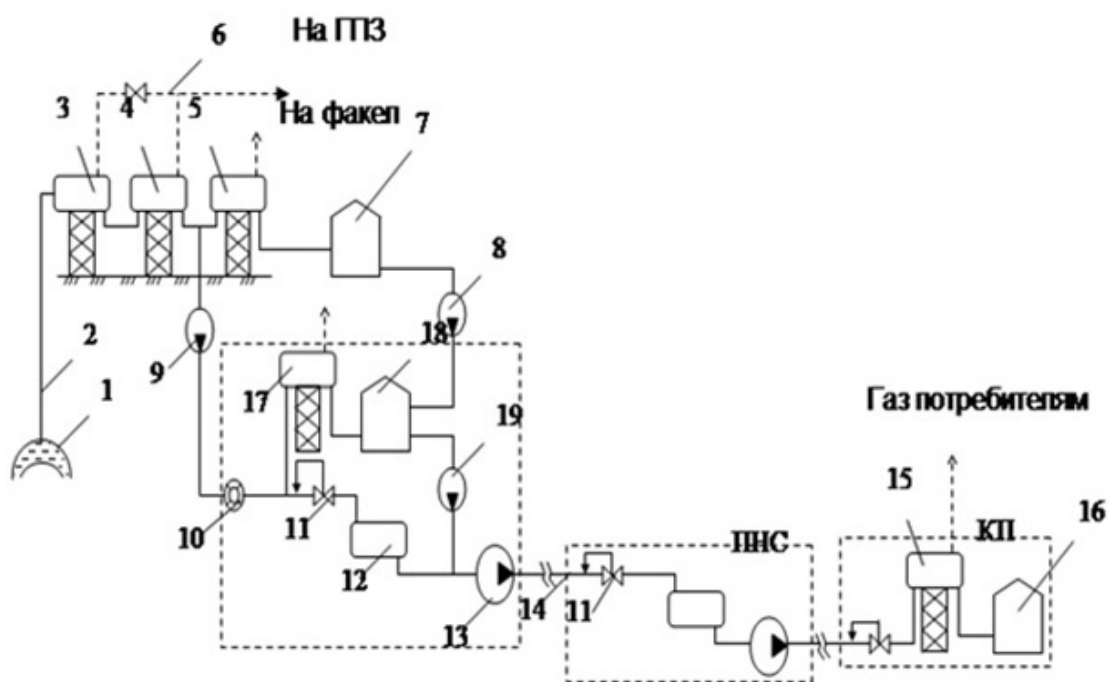


Рис. 81.– Принципова технологічна схема перекачування газонасичених нафт:

- 1 – нафтовий пласт; 2 – свердловина; 3 – сепаратор 1-го ступеня;
 4 – сепаратор 2-го ступеня; 5 – сепаратор 3-го ступеня; 6 – газопровід;
 7 -промисловий резервуар; 8,9 – насос; 10 – лічильник; 11 – регулятор тиску;
 12 – буферна ємність; 13 – магістральний насос; 14 – магістральний нафтопровід; 15 – кінцева сепарація; установка; 16 – резервуар пункту призначення
 17 – аварійний сепаратор; 18 – резервуар ДПС;
 19 – підпірних насос

У разі коли магістральний нафтопровід зупинений газонасичену нафту що надходить з промислів на головній перекачувальній станції розгазовують в аварійному сепараторі 17 і направляють в резервуари 18. Згодом дегазована нафта з них відкачується підпірними насосами 19.

Третій ступінь сепарації при перекачуванні газонасичених нафт зберігається для роботи в аварійному режимі, коли перекритий підвідний трубопровід з промислу на ГПС.

Контрольні питання

- 1. Розкрийте актуальність проблеми двофазного транспорту рідини і газу.*
- 2. Назовіть структурні форми газорідинного потоку.*
- 3. Наведіть і прокоментуйте карту структурних форм газорідинного потоку.*
- 4. Наведіть і прокоментуйте характеристики промислового флюїдопроводу при різному газовмісті β флюїду.*
- 5. Опишіть алгоритм визначення оптимального режиму перекачування газорідинної суміші.*
- 6. Наведіть і прокоментуйте принципову технологічну схему перекачування газонасичених нафт.*

Лекція 17

ОСОБЛИВОСТІ ТЕХНОЛОГІЙ ТРАНСПОРТУВАННЯ ЗРІДЖЕНОГО ТА СТИСНЕНОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ (ТЕХНОЛОГІЇ LNG ТА CNG)⁷

Зріджений (скраплений) природний газ: основна характеристика. сучасний стан LNG -технології в світі. Скраплений газ в Україні.

Регазифікація зріджених газів. Перспективи зрідження газів. Особливості і область використання технологій LNG та CNG.

Зріджений природний газ

Зріджений природний газ (ЗПГ) або скраплений природний газ – природний вуглеводневий газ, який за нормальних температури й тиску навколишнього середовища перебуває в газоподібному стані, але за дуже низької температури переходить у рідинний стан, що полегшує його зберігання і перевезення.

Країни-експортери та імпортери ЗПГ показані на рис. 82.

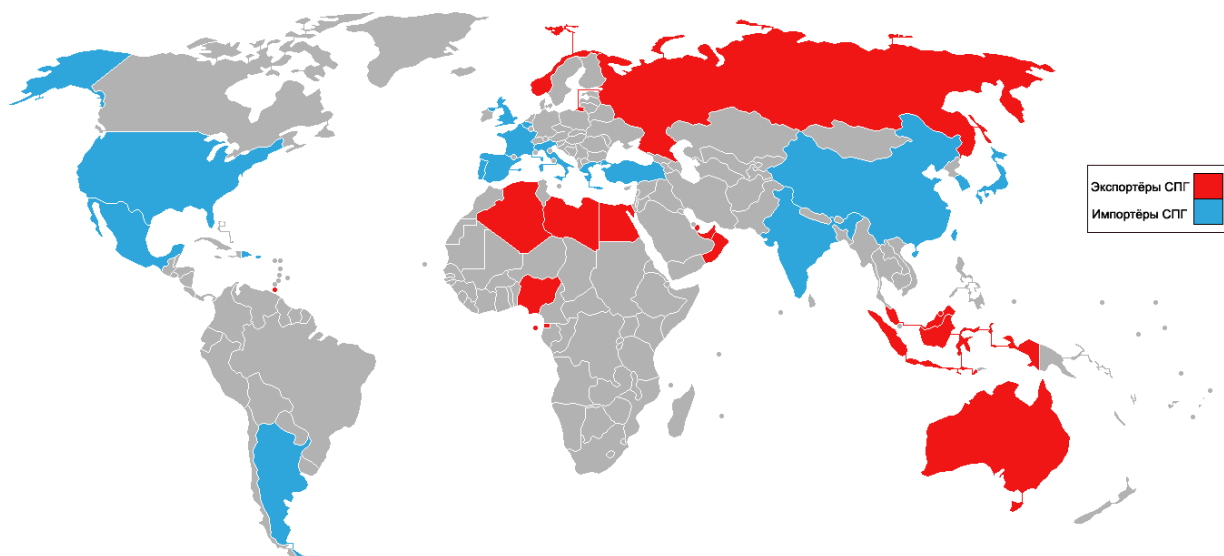


Рис. 82 – Країни-експортери (червоним) та імпортери (синім) зрідженого природного газу в 2009 р.

Основною сировиною для одержання зріджених вуглеводних газів є штучні і природні нафтові гази:

а) попутний нафтовий газ на газобензинових заводах;

⁷ Система «Віртуальний трубопровід» – див. Додаток 1 і 2.

б) газ термічної і термокаталітичної переробки нафти і нафтопродуктів на установках термічного каталітичного крекінгу, піролізу і коксування, алкілювання й інших процесів;

в) штучні гази на заводах синтетичного моторного палива (заводи деструктивної гідрогенізаційної переробки вугілля і важких нафтопродуктів, синтезу моторного палива з оксиду вуглецю і водню й ін.);

г) природні гази, які містять крім метану, деяку кількість більш важких вуглеводнів. Так як в природних газах вміст більш важких вуглеводнів (пропану і бутану) невеликий, зріджений газ одержують з них дуже рідко;

д) газоконденсатні родовища промислового значення.

Найбільшу цінність для одержання рідких вуглеводневих газів мають попутні нафтові гази. Нафта на виході сепараторів, в залежності від режиму сепарації, також містить значну кількість розчинених у ній важких вуглеводневих газів. Гази, які виділяються з нафти, після сепараторів містять близько 30% пропану, 30-35% бутану і близько 30% газового бензину. Ці отримані в результаті стабілізації нафти гази є цінними для виробництва зріджених газів, які, як правило, і вилучаються на газобензинових заводах.

Перспективи зрідження газів

За оцінками експертів виробництво зрідженого газу (ЗГ) – один із секторів ринку енергоресурсів, що найшвидше зростає.

На початку ХХІ ст. споруджуються додаткові потужності для отримання 40 млрд. м³ зріджених газів в стадії проектування – потужності на 40-116 млрд. м³. У 2006 р. 10 країн Латинської Америки ухвалили рішення про створення у регіоні значних потужностей по зрідженню газу.

Станом на 2007 рік обсяг продажів зрідженого газу становив близько 27% від світових експортних продажів. Згідно з оцінками на 2010 рік в США на частку ЗГ припадає основне зростання імпорту природного газу. У свою чергу багато європейських країн розглядають можливість інвестицій в інфраструктуру імпорту ЗГ, зокрема в потужності з транспортування зрідженого газу. Сьогодні мова вже йде про створення організації країн-експортерів зрідженого газу (на кшталт ОПЕК – організації країн-експортерів нафти).

Світовий ринок зрідженого газу на початку XXI ст. контролюють Катар, ОАЕ, Алжир, Малайзія та Індонезія. Зростають поставки ЗГ з Ірану, Нігерії та Австралії. Добрі перспективи для зростання експорту зрідженого природного газу має Росія.

Імпортерами ЗГ в основному східно-азійські: Японія, Корея, Тайвань (разом – близько 60%). Крім того – США (8%), Індія, Туреччина, країни Європи (близько 25%). Перспективним є споживання зрідженого газу і в Україні, що може полегшити розв'язання питання диверсифікації джерел постачання природного газу в Україну без прив'язки до існуючої мережі магістральних газопроводів.

Одним з ключових факторів у ланцюгу виробництва і використання зрідженого природного газу є його транспортування, тому розвиток технологій транспортування ЗГ суттєвим чином визначить перспективи всього напрямку зрідження паливних газів в недалекому майбутньому. Варіант танкерного транспорту зрідженого газу показано на рис. 83. LNG-термінал показано на рис. 84.



Рис. 83 – Варіанти морських LNG-транспортів зрідженого газу

В кінці листопада-на початку грудня 2012 р. норвезький LNG-танкер «Річка Об» (Ob River) здійснив подорож Арктичним океаном з терміналу Statoil ASA в Норвегії до терміналу Тобата в Японії. Подорож Арктичним океаном на три тижні коротша в порівнянні з традиційним шляхом через Середземне море, Суецький канал та повз Азію.

Перетворення в зрідженого газу в газоподібний стан відбувається в системі випаровування за допомогою нагріву. Підігрів може здійснюватися прямим і непрямим способом. У першому випадку газ отримує тепло безпосередньо від гарячого теплоносія, у другому – тепло надходить до газу через проміжний теплоносіє, що

обігривається гарячим теплоносієм. Найбільш часто в якості гарячого теплоносія використовується морська вода, в якості проміжного теплоносія – пропан.

За потужністю СПГ-терміналів, як і за обсягом імпорту СПГ, веде перед Японія – 246 млрд кубометрів на рік за даними 2010 року. На другому місці – США, більше 180 млрд кубометрів на рік (дані 2010 року). В цілому на 2010 рік сукупна потужність терміналів перевищила 800 млрд кубометрів.



Рис. 84 – LNG-термінал

Скrapлений газ в Україні

Перспективним є споживання зрідженого газу і в Україні, що може полегшити розв'язання питання диверсифікації джерел постачання природного газу в Україну без прив'язки до існуючої мережі магістральних газопроводів. Поставки скрапленого газу в Україну через термінал в одному з портів Чорного моря передбачені “Концепцією диверсифікації джерел постачання газу та нафти в Україну” (1996 р., відкоригований варіант – від 17.08.2000). Найбільш наближеними до України і альтернативно пріоритетними для її диверсифікаційних інтересів є газonosні райони Середньої Азії та Середнього Сходу. За експертними оцінками ціна скрапленого газу для України може скласти \$110-155 за 1000 м³.

Указом Президента України №681/2009 введено в дію рішення Ради національної безпеки і оборони України від 5 червня 2009 «Про розвиток ринків паливно-енергетичних ресурсів в рамках реалізації Енергетичної стратегії України на період до 2030 року». Зокрема, передбачено забезпечення диверсифікація джерел, постачальників, маршрутів та способів транспортування природного газу шляхом:

- поставок природного газу з прикаспійських та середньо-азіатських держав;
- участі у проектах з розвідки, розробки та експлуатації родовищ вуглеводнів на території Африки і Близького Сходу;
- поставок *зрідженого природного газу* з держав Африки і Близького Сходу та розширення його використання в Україні.

У 2011 р. Урядом України затверджено документацію щодо національного проекту "LNG термінал" – морський термінал з прийому скрапленого природного газу. У 2014 р. прем'єр-міністр України Арсеній Яценюк заявив, що Кабінет міністрів вирішив повернутися до ідеї будівництва LNG-терміналу з приймання зрідженого природного газу в обсязі 10 млрд м³ на узбережжі Чорного моря.

Проект терміналу на першому етапі передбачав використання плавучого танкера, який буде забезпечувати регазифікацію природного газу для подальшої подачі в газотранспортну систему.

Другий етап передбачав будівництво стаціонарних об'єктів, які забезпечать регазифікацію. Платформу планувалося взяти в оренду у американської компанії Excelerate Energy.

Експлуатація LNG-терміналу, на думку авторів проекту, дозволить наростити потужність до 10 млрд кубометрів на рік. Приблизна вартість проекту – 846 млн євро.

У вересні 2017 року представники портової галузі Катару і Міністерства інфраструктури України досягли домовленостей щодо співпраці у будівництві стаціонарного СПГ-терміналу на чорноморському узбережжі України, який підключився б до газотранспортної системи.

Водночас, у Польщі побудований в 2015 році побудовано великий LNG-термінал в Свіноуйсьце (недалеко від Щецина). У 2017 році вже була протестована доставка газу в Україну через термінал в Свіноуйсьце. Паливо було доставлено з США в танкері-газовозі і далі по газотранспортній системі доставлено на українську територію.

Особливості використання технології CNG

Існуюча газотранспортна система більшості основних держав-експортерів газу Євразійського континенту базується на трубопровідному транспорті. Події останніх років продемонстрували не

тільки необхідність модернізації і відновлення системи, але і вразливість «колективної газової труби». У будь-який час всі учасники транспортування газу (як експортери, так і імпортери) можуть стати заручниками форс-мажорних обставин, які склалися на будь-якій ділянці газопроводу. Крім того, спостерігається процес утворення нових, дуже потужних ринків споживання природного газу – таких, наприклад, як Китай і Індія. Питання транспортування і споживання гігантських обсягів газу на далекі відстані вже неможливо вирішити за допомогою однієї лише газової труби. Тому питання диверсифікації шляхів і засобів транспортування газу дуже актуальне в сучасній газовій промисловості.

Сьогодні активно розвивається практика транспортування компримованого природного газу (КПГ) по морю. Технологія CNG (Compressed Natural Gas) – це нова перспективна технологія транспортування природного газу в стислому вигляді на судах спеціальної конструкції (судна CNG). Її особливість полягає в тому, що природний газ можна завантажувати на такі судна безпосередньо з родовища, а розвантажувати – безпосередньо в споживчу мережу. Це виключає значні витрати на будівництво морських трубопроводів або заводів зі скраплення газу для доставки його на ринок суднами LNG (Liquefied Natural Gas). Основним об'єктом капіталовкладень в новій технології є самі судна CNG.

Найбільш приваблива технологія CNG для введення в комерційний оборот морських (офшорних) родовищ природного газу. За численними оцінками міжнародних експертів, транспортування природного газу на судах CNG буде в 1,5-2,0 рази вигідніше в порівнянні з транспортуванням морськими трубопроводами або в зрідженому вигляді на судах LNG при обсягах поставок від 0,5 до 4,0 млрд. м³/рік на маршрутах протяжністю від 250 до 2500 морських миль. Це дає можливість налагодити газопостачання в гірських і багатоводних районах континентів, а також інших віддалених малогазифікованих регіонах. Ця технологія заслуговує на особливу увагу в разі розробки малопотужних виснажених газових і нафтових родовищ і при видобутку газу з малодобітних свердловин.

Однією з відомих альтернатив газової труби є контейнерне транспортування компримованого газу. Розвиток цього виду транспортування газу пов'язане з обслуговуванням порівняно незначних і спеціалізованих газових потоків – заправка автомобільного транспорту, газопостачання до районів з відносно незначними обсягами споживання. Але в сучасних економічних умовах з періодичними

кризовими явищами, зростанням цін на енергоносії і загостренням конкуренції між провідними світовими економіками контейнерний спосіб перевезення може стати реальною альтернативою для малої і середньої енергетики.

Якщо звернутися до структури споживання природного газу, то слід зазначити, що основні споживачі природного газу – це електроенергетика і велика промисловість, на які випадає відповідно 24,4 і 32,3% всього газу. Як правило, ці сегменти ринку представлені потужними електростанціями і заводами, для яких альтернативи газовій трубі немає. Винятком можуть бути потужні системи поставок зрідженого газу. Але два інших сегмента газового ринку – комерційний і житлово-побутовий (14 і 21,8% відповідно) – не мають таких жорстких обмежень і можуть бути віднесені до малої і середньої енергетики.

До особливостей комерційного і житлово-побутового сегментів газового ринку слід віднести значні сезонні та інші коливання в споживанні, градацію в обсягах і географії газопостачання, чутливість до цінової політики газових трейдерів. Все це робить трубопровідний транспорт не дуже зручним способом газопостачання і висуває в ряді випадків на передній план саме контейнерні засоби транспортування газу (рис. 85).

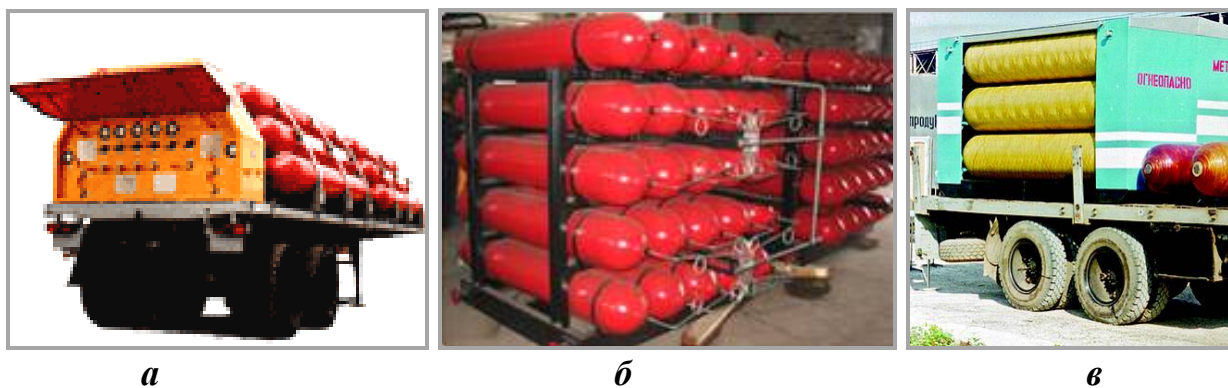


Рис. 85 – Устаткування для пересувних автомобільних газонаповнювальних компресорних станцій (АГНКС):

а – пересувна метанова заправка; б – балони для АГНКС; в – метановози

Слід зазначити, що сьогодні технологія контейнерного перевезення газу на європейському континенті дуже недооцінена. На тлі значних досягнень контейнерного способу перевезення газу на території Південної та Північної Америки в державах Євразії ця технологія має значний інвестиційний та інноваційний потенціал. У Європі, як правило, контейнери використовуються для транспортування

зріджених вуглеводневих газів (ЗВГ), виробництво яких потребує значних капітальних витратах на будівництво установок зі зрідження і регазифікації природного газу.

Але досвід показав, що така технологія не дозволяє перекрити сезонні коливання попиту на енергоносії. А перевезення КПП зазвичай обмежуються обслуговуванням мережі автомобільних метанових заправок (рис. 85 а) і газопостачанням окремих споживачів – невеликих населених пунктів і виробництв. Це пов'язано з порівняно незначним парком газових контейнерів, їх малою місткістю (рис. 85 б) і значною вартістю природного газу під час закупівлі у газових трейдерів. Крім того, слід зазначити, що в основному використовуються автомобільні засоби доставки контейнерів споживачам (рис. 85 в).

Розглянемо причини повільного розвитку контейнерних перевезень компримованого природного газу.

Слід зазначити, що при трубопровідному транспортуванні метану, а також транспортуванні зрідженого вуглецевого газу (ЗВГ) виробник несе великі витрати. Адже для отримання ЗВГ газ треба спочатку перевести з газового в рідкий стан, а потім за допомогою складних холодильних термобарокамер здійснити його транспортування, а потім на спеціальному обладнанні регазифікувати, тобто підготувати до використання у вигляді газу. Що стосується трубопровідного транспорту метану, то його слід не тільки очистити від гідратуутворюючих домішок, але і протягом всієї трубопровідної лінії транспортування додатково компримувати на потужних газокомпресорних станціях (ГКС).

Використання контейнерного перевезення КПП не вимагає такої підготовки. Це головна перевага такого виду транспортування. Адже вимоги до його якості визначаються споживачем і можуть бути значно занижені. Дійсно, наявність вищих вуглеводневих домішок в метані тільки піднімає його калорійність, рідкі домішки і вода легко видаляються з газу шляхом дренування контейнера, і ця операція майже не потребує додаткового обладнання, а утворенню гідратів легко запобігти додаванням незначної кількості метанолу або простим обігрівом редуруючих елементів. Винятком можуть стати лише небезпечні або шкідливі домішки – сірководень, сірка або оксид вуглецю.

Тому при контейнерному перевезенні КПП можна використовувати технологію транспортування неочищеного природного газу. Це дає велику перевагу контейнерної форми перевезення перед

іншими видами транспортування газу, оскільки з'являються економічні підстави для розробки малих і виснажених газових родовищ, спрощується транспортування попутного газу з нафтових родовищ, значно розширюється географія і способи газопостачання уздовж газотранспортних магістралей. В даний час вже створено цілий ряд компресорів для підготовки природного газу до контейнерного перевезення (рис. 85).

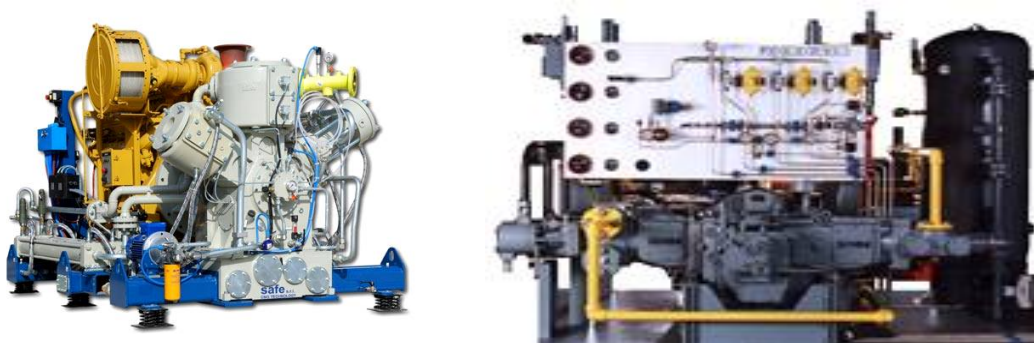


Рис. 85 – Світові зразки компресорного устаткування для КПГ

Для виготовлення сучасних газових контейнерів використовують труби високого тиску діаметром 0,3 ... 0,5 м. Це обмежує в деякій мірі як обсяги транспортування, так і споживання газу.

Основним завданням для остаточного становлення технологій контейнерних перевезень КПГ в багатьох країнах Європи в даний час є створення універсального контейнера великої місткості на базі сталевих труб діаметром 0,5 ... 1 м, який міг би використовуватися при перевезенні газу автомобільним, залізничним або морським транспортом.

Слід зазначити, що контейнерне перевезення компримованого природного газу вже досить відомий в світі спосіб транспортування КПГ (рис. 86). Вже навіть існують міжнародні стандарти на 20- і 40-футові балони (рис. 87) з тиском до 2,5 МПа (ISO 11120) і до 20 МПа (DOT 3AAX 2900). На основі цих стандартів корейська фірма NK Co., Ltd Korea вже налагодила виробництво контейнерів для перевезення компримованого газу. Крім того, останнім часом з'явилися труби значних діаметрів (1,22 м) з високим робочим тиском 22 МПа (виробники Europipe і ЗАТ «ОМК»). Їх почали виробляти для зменшення витрат на транспортування газу і для таких проектів, як Nord Stream. Тому з'явилася можливість підвищити місткість контейнерів для транспортування КПГ.



Рис. 86 – Світові зразки контейнерних метановозів



Рис. 87 – 20- і 40-футові контейнери фірми NK Co. Ltd

Розглянемо приклад використання універсальних контейнерів з високим тиском (до 25 МПа). При повному завантаженні в контейнерах фірми NK Co., Ltd Korea можна перевозити автомобілем до 5300 м³ КПГ (рис. 87). А це відповідає місячній потребі невеликого селища в літній період року або добового видобутку газу малодебітних свердловини. Використання таких метановозів дозволяє проводити розробку навіть невеликих газових родовищ з малим

числом свердловин. А при наявності додаткового обладнання на рамі контейнера – газомотокомпресора незначної потужності, одоризаційної метанольної установки – можна взагалі обходитися без стаціонарних установок підготовки газу. Такі системи дозволять забезпечити не тільки видобуток газу, але і його транспортування, а також реалізацію дрібним споживачам (населені пункти, пересувні будівельні і військові бригади, табори експедицій тощо).

Аргентинська фірма Galileo використовує газові контейнери високого тиску для газопостачання віддалених районів країни, куди прокласти газопровід економічно недоцільно (рис. 88). Але тут використовуються контейнери, зібрані на основі великого числа елементів малої місткості, а газ для компримування і транспортування береться підготовлений (з газопроводу). Ця технологія отримала назву «віртуальна труба» і показала дуже хороші практичні результати. Але для вологого газу вона не придатна, адже з великої кількості паливних елементів складно дренувати конденсат і домішки.

Використання автомобільного транспорту для контейнерних перевезень КПГ виправдане в разі оперативного газопостачання відносно невеликих споживачів, яким потрібні незначні обсяги газу, особливо вздовж магістральних газопроводів.



Рис. 88 – Технологія «віртуальна труба» і обладнання фірми Galileo

Для збільшення обсягів контейнерних перевезень КПГ більш підходять автопоїзди, залізничний та морський транспорт.

Використання залізничних платформ дозволяє збільшити число контейнерів в одній збірці і відстані транспортування. Розвинута мережа залізниць, невеликі питомі витрати на перевезення вантажів і відпрацьована система управління транспортними потоками роблять цей спосіб транспортування дуже привабливим для організації газо-

постачання споживачів комерційного та житлово-комунального сегментів газового ринку. Крім того, існує можливість організації для великих споживачів окремих спеціалізованих газотранспортних залізниць з обмеженими термінами існування або сезонними технологічними циклами. Перевагою таких доріг є порівняно низька вартість будівництва – з урахуванням самої дороги, залізничних платформ, тепловозів і контейнерів дешевше в 1,5-2 рази. Крім того, після виснаження родовищ – джерел сирого і підготовленого газу – залізницю можна легко демонтувати, реорганізовувати логістику або використовувати для інших цілей. Якщо в якості палива для поїздів використовувати метан, то витрати ще можна знизити.

Слід зазначити, що в разі технічних проблем (аварії, ремонту, технічне обслуговування) втрати товарного газу в порівнянні з газопроводом значно менше, а безпека є вищою. Крім того залізничні контейнерні перевезення КПП значно гнучкіші в управлінні, що в умовах економічної кризи може стати вирішальним фактором як для газодобувних підприємств, так і для трейдерів і споживачів в питаннях збереження конкурентоспроможності.

Економічність зворотних рейсів можна підвищити за рахунок транспортування продуктів очищення газу після його використання (газовий конденсат, нафта, вода) і додавання вагонів з іншими товарами і матеріалами (сировина, місцева продукція, військові дислокації, наукові та будівельно-технічні перевезення).

Використання морського транспорту завжди відрізнялося від інших видів низькою вартістю. Крім використання класичних суден-газовозів для СВГ і контейнеровозів, існує можливість буксирування збірок контейнерів безпосередньо по воді (рис. 89).

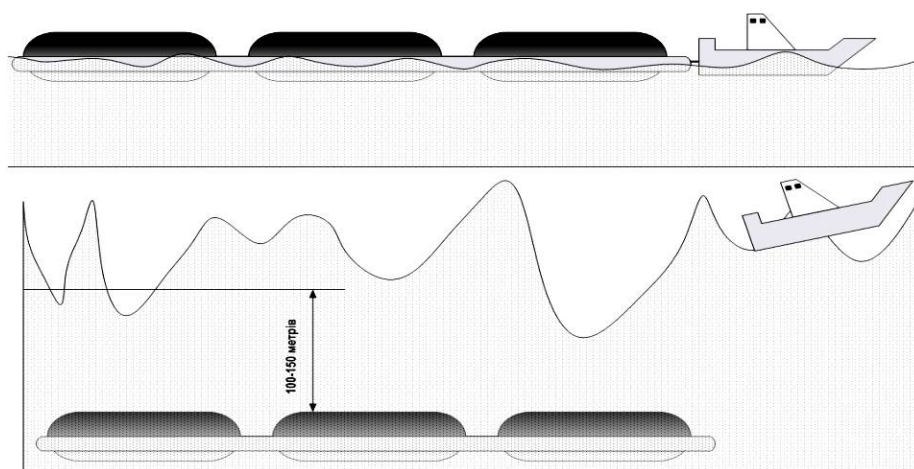
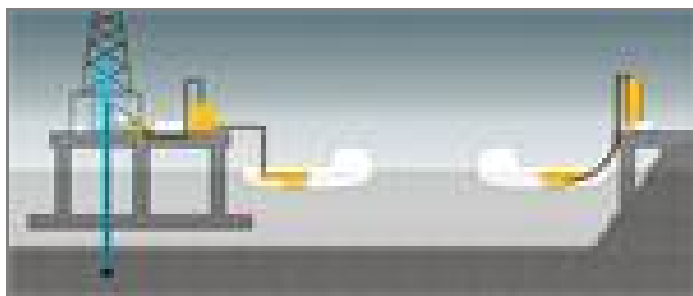
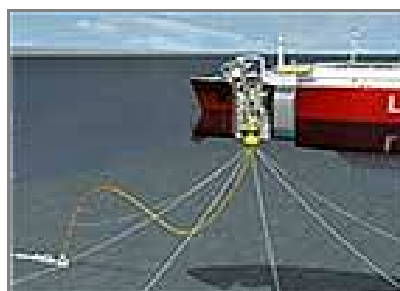


Рис. 89 – Схема буксирування контейнерів морем
Така схема має багато переваг:

- необмежена кількість контейнерів;
- можливість від'єднання збірки контейнерів і її керованого занурення для захисту від океанських хвиль в разі аварії або шторму;
- можливість перевезення додаткових вантажів;
- використання на невеликих водних артеріях з малою глибиною і болотах, а також на малих морських газових родовищах (рис. 90).



б



а



в

Рис. 90 – Принцип транспортування газу при розробці морських газових родовищ:

а – завантаження і вивантаження контейнерів;

б – наповнення контейнерів на дні;

в – наповнення контейнерів компресором на судні.

Ця технологія прийнятна як для потужних морських газових родовищ (Штокманівське, Північне / Південний Парс), так і для невеликих або виснажених, а також для нафтових з наявністю супутнього газу.

Слід зазначити, що сама форма видобутку, підготовки та транспортування природного газу за допомогою контейнерів різної місткості несе в собі великий потенціал диверсифікації шляхів, засобів транспортування та використання газу, значно розширює можливості комерціалізації газотранспортних поставок в Європу, дозволяє застосовувати такі варіанти фінансування, які не підходять для гігантських газотранспортних контрактів. Все це дозволяє розширити географію

газодобувної промисловості, збільшити глибину розробки як класичних газових родовищ, так і родовищ з важко видобувними запасами (наприклад, поклади сланцевого газу). Відкривається доступ дрібному бізнесу, середньому бізнесу (теплові мережі) і виробництвам державного підпорядкування.

На пізній стадії експлуатації родовищ, а також для віддалених малодебітних свердловин мінімальною вимогою стане встановлення мобільного спеціалізованого компресорного устаткування, яке поширене на нафтогазовому ринку і вже сьогодні впроваджується численними компаніями.

Дуже показовим є приклад ринкових процесів на Україні. При річному перекачуванні газу через Українську ГТС 179 млрд. м³ витрата паливного газу становить 6 млрд. м³ (3,3%). При вдалому використанні альтернативних видів транспортування газу ця цифра може бути відчутно знижена, адже структура споживачів газового ринку дуже багатогранна, а ГТС призначена для транспортування великих обсягів газу. Вдала інтеграція в систему газопостачання альтернативних видів транспортування може доповнити українську ГТС і зробити її більш конкурентоспроможною.

Контрольні питання

1. Дайте загальну характеристику зрідженого (скрапленого) природного газу.
2. Опишіть сучасний стан LNG-технології в світі.
3. Розкрийте тему «Скраплений газ в Україні».
4. Охарактеризуйте перспективи зрідження газів.
5. Опишіть технологію регазифікації зрідженого газу.
6. Опишіть особливості і область використання технології LNG.
7. Дайте загальну характеристику зрідженого (скрапленого) природного газу.
8. Дайте загальну характеристику технології CNG.
9. Опишіть особливості, техніку і основні операції технології CNG.
10. Які перспективні області застосування технології CNG?

Лекція № 18

ОСОБЛИВОСТІ РОЗРАХУНКІВ МАГІСТРАЛЬНИХ ТА МІЖПРОМИСЛОВИХ ГАЗОПРОВОДІВ. МЕТОДИКА РЕЗРАХУНКІВ

Технологічний розрахунок газопроводу. Визначення оптимальних параметрів магістрального газопроводу. Вибір типу газоперекачувальних агрегатів, визначення числа компресорних станцій і відстані між ними. Визначення відстані між компресорними станціями. Уточнений тепловий і гідравлічний розрахунок ділянки газопроводу між двома компресорними станціями. Розрахунок режиму роботи компресорної станції.

Технологічний розрахунок газопроводу

Завдання розрахунку:

- визначення оптимальних параметрів магістрального газопроводу (МГ);
- вибір типу газоперекачувальних агрегатів, нагнітачів, апаратів повітряного охолодження (АПО), пиловловлювачів (ПВ);
- визначення необхідної кількості компресорних станцій і розстановка їх по трасі газопроводу;
- уточнений гідравлічний і тепловий розрахунок лінійних ділянок;
- розрахунок режиму роботи компресорних станцій (КС).

Основними вихідними даними для технологічного розрахунку магістрального газопроводу є:

- плановий обсяг транспортованого газу Q , млрд. м^3 / рік;
- склад газу, що транспортується і властивості його компонентів;
- протяжність газопроводу L , км;
- характеристики трубопроводу і газоперекачувальних агрегатів;
- дані про температуру навколишнього середовища і повітря в районі будівництва газопроводу.

Визначення оптимальних параметрів магістрального газопроводу

Однією з головних задач технологічного розрахунку магістральних газопроводів є визначення економічно найвигідніших параметрів транспорту газу. При цьому оптимізуються наступні параметри: діаметр (при заданій продуктивності МГ), продуктивність (при заданому діаметрі трубопроводу), робочий тиск і ступінь стиснення КС. Загальним критерієм оптимальності прийнятого рішення є прибуток або приведені річні витрати. Оптимальному рішення відповідає максимальний прибуток або мінімальні приведені витрати. Якщо різниця прибутку (приведених витрат) для будь-яких варіантів не перевищує 5%, то ці варіанти слід вважати рівноцінними і для виявлення оптимального варіанту залучають додаткові критерії (металовитрати, енерговитрати, людські ресурси і т.д.).

Розрахунок починають з вибору конкуруючих діаметрів. За заданою річною пропускною спроможністю Q_G і прийнятому робочому тиску по таблиці 1 вибирають орієнтовне значення діаметра газопроводу. Потім для порівняння вибирають найближчий більший до вибраного і найближчий менший параметри.

Таблиця 18.1. Орієнтовні значення діаметра газопроводу

$D_y, \text{ мм}$	Річна продуктивність Q_G , млрд.м ³ /рік	
	$p_{НАГ} = 5,5 \text{ МПа}$ $p_{ВС} = 3,8 \text{ МПа}$	$p_{НАГ} = 7,5 \text{ МПа}$ $p_{ВС} = 5,1 \text{ МПа}$
500	1,6-2,0	2,2-2,7
600	2,6-3,2	3,4-4,1
700	3,8-4,5	4,9-6,0
800	5,2-6,4	6,9-8,4
1000	9,2-11,2	12,1-14,8
1200	14,6-17,8	19,3-23,5
1400	21,5-26,4	28,4-34,7

Цих даних достатньо, щоб зробити техніко-економічне порівняння вибраних трьох діаметрів. Техніко-економічний розрахунок може бути закінчений, якщо з найбільшим прибутком (найменшими приведеними витратами) виявиться середній діаметр. Якщо з найбільшим прибутком виявиться варіант з найменшим діаметром (з трьох обраних), то треба прорахувати додатковий варіант за нас-

тупним найближчим меншим діаметром. Якщо ж з найбільшим прибутком виявляється варіант з найбільшим діаметром, то про-рахується додатковий варіант за наступним вибором найближчого більшого діаметру. Якщо з найбільшим прибутком виявився варіант газопроводу діаметром 1420 мм, то додатковий варіант не про-рахується. В цьому випадку до будівництва приймається газопровід діаметром 1420 мм.

У структурі витрат на транспорт газу близько 90% становить сума амортизаційних відрахувань і вартості енергії. В цьому випадку можна записати одержуваний магістральним газопроводом прибуток наступним чином:

$$P_p = T \cdot Q \cdot L - \alpha_L K_L - \alpha_{CT} K_{CT} - S_E, \quad (18.1)$$

де P_p – чистий прибуток від транспорту газу, тис. грн.; T – тариф на транспортування газу по МГ, грн/(тис. $\text{м}^3 \cdot 100$ км); Q – річна продуктивність МГ, млн. м^3 ; α_L , α_{CT} – коефіцієнт амортизаційних відрахувань від лінійної частини і КС відповідно; K_L , K_{CT} – КЛ, КСТ – капітальні витрати на спорудження лінійної частини і КС МГ, тис. грн.; S_E – вартість паливного газу або електроенергії, тис. грн.

Значення тарифу на транспортування газу, коефіцієнтів амортизаційних відрахувань, капітальних витрат і вартості електроенергії та газу постійно змінюються. У навчальних цілях рекомендується приймати:

$T = 6-10$ грн/(тис. $\text{м}^3 \cdot 100$ км);

$\alpha_L = 0,035-0,040$, $\alpha_{CT} = 0,09 - 0,10$;

ціна паливного газу $c_{mz} = 60-70$ грн./тис. м^3 ;

ціна електроенергії:

за заявлену потужність $c_{el1} = 270-300$ грн./(кВт·міс):

за спожиту електроенергію $c_{el2} = 0,2-0,25$ грн./кВт·год.

Вартість будівництва і експлуатації однієї компресорної станції може бути знайдена за такими залежностями:

$$c_{cm} = k_0 + k_i \cdot I, \quad (18.2)$$

$$c_{ecm} = e_0 + e_i \cdot i, \quad (18.3)$$

де k_0, e_0 – вартість будівництва і експлуатації КС, яка не залежить від числа газоперекачувальних агрегатів (ГПА); k_i, e_i – вартість будівництва і експлуатації КС, яка не залежить від числа ГПА; i – кількість ГПА, встановлених на КС.

Капітальні і експлуатаційні витрати в значній мірі залежать від регіону, по якому проходить МГ, і топографічних умов траси:

$$K_L = c_L \cdot L \cdot k_p \cdot k_T, \quad (18.4)$$

$$E_L = c_{el} \cdot L \cdot k_p \cdot k_T, \quad (18.5)$$

$$K_{CT} = c_{cm} \cdot n \cdot k_p \cdot k_T, \quad (18.6)$$

$$E_{CT} = c_{eCT} \cdot n \cdot k_p \cdot k_T, \quad (18.7)$$

де E_L, E_{cm} – експлуатаційні витрати на лінійну частину та КС; L – довжина МГ; n – кількість КС на МГ; c_L – вартість будівництва одного кілометра трубопроводу; c_{el} – вартість експлуатації одного кілометра трубопроводу; k_p – районний коефіцієнт подорожчання будівництва і експлуатації МГ; k_T – топографічний коефіцієнт подорожчання будівництва і експлуатації МГ.

Якщо товщина стінки трубопроводу відрізняється від рекомендованої (табличної), то наближено вартість будівництва 1 км трубопроводу може бути визначена за формулою:

$$c_L = 0,5c_{LO} \left(1 + \frac{\delta}{\delta_0}\right),$$

де c_{LO} – вартість будівництва 1 км трубопроводу при товщині стінки δ_0 (табличні дані); δ – товщина стінки трубопроводу.

Залежно від типу ГПА і наявності в складі КС апаратів повітряного охолодження (АПО) в технологічному процесі транспорту газу може використовуватися паливний газ, електроенергія або і те, і інше.

Вартість паливного газу визначається залежністю:

$$S_{TG} = Q_{TG} \cdot c_{TG},$$

де Q_{TG} – витрата паливного газу за аналізований період.

Вартість електроенергії визначається в залежності від величини заявленої потужності силових установок і кількості спожитої електроенергії. Якщо заявлена потужність перевищує 750 кВт, то вартість електроенергії розраховується за двоставковим тарифом:

$$S_{EL} = c_{EL1} \cdot N_3 \cdot n + c_{EL2} \cdot N \cdot T,$$

де N_3 – заявлена потужність КС, кВт; n – кількість місяців в аналізованому періоді; N – споживана електродвигунами КС потужність; T – тривалість періоду, що аналізується, годин.

Вибір типу газоперекачувальних агрегатів, визначення числа компресорних станцій і відстані між ними

Виходячи з розрахункової добової продуктивності газопроводу, підбирається основне обладнання компресорної станції (нагнітач, АПО, ПВ).

Добова продуктивність газопроводу при стандартних умовах Q (млн. м³/добу) визначається за формулою:

$$Q = \frac{Q_G \cdot 10^3}{365 \cdot K_H}, \quad (18.8)$$

де Q_G – річна продуктивність газопроводу, млрд. м³/рік; K_H – оціночний коефіцієнт використання пропускної здатності газопроводу, який орієнтовно можна прийняти $K_H = 0,85-0,9$.

Розрахунок виконується відповідно до вимог норм технологічного проектування.

Для визначення числа компресорних станцій необхідно уточнити робочий тиск в газопроводі на вході і виході компресорної станції. Вибрані тиски повинні відповідати нормативним тискам на вході і виході відцентрових нагнітачів відповідно до їх характеристиками.

Вибір робочого тиску і типу газоперекачувального агрегата. Сучасні магістральні газопроводи проектується на робочий тиск $P = 7,5$ МПа. Проектування газопроводів на робочий тиск $P = 5,6$ МПа проводиться тільки для випадків з'єднання проєктованих газопроводів

з системою існуючих газопроводів такого ж робочого тиску. Далі, виходячи з розрахункової добової продуктивності і прийнятого робочого тиску, вибирається тип газоперекачувального агрегату. За паспортними даними відцентрового нагнітача (ВН) визначаються номінальні значення тиску всмоктування $P_{ВС}$ і нагнітання $P_{НАГ}$.

Розрахунок властивостей транспортованого реального природного газу. Основні характеристики газу, необхідні для виконання технологічного розрахунку газопроводу: густина, молярна маса, газова стала, псевдокритична температура і тиск, відносна густина газу по повітрю. Деякі властивості компонентів природних газів наведені в таблиці 18.2.

Таблиця 18.2. Фізичні властивості компонентів природних газів

Газ	Густина, кг/м ³		Динамічна в'язкість, 10 ⁷ Па·с		Молярна маса, кг/кмоль	Газова стала, Дж/(кг·К)
	при 273 К і 0,1013 МПа	при 293 К і 0,1013 МПа	при 273 К і 0,1013 МПа	при 293 К і 0,1013 МПа		
Метан CH ₄	0,717	0,669	1,020	1,102	16,04	518,57
Етан C ₂ H ₆	1,356	1,264	0,880	0,940	30,07	276,64
Пропан C ₃ H ₈	2,010	1,872	0,770	0,820	44,09	188,68
Бутан C ₄ H ₁₀	2,307	2,519	0,690	0,760	58,12	143,08
Пентан C ₅ H ₁₂	3,457	3,228	0,636	0,632	72,15	115,23
Азот N ₂	1,251	1,165	1,710	1,840	28,02	296,75
Оксид вуглецю CO	1,250	1,165	-	-	28,01	296,94
Діоксид вуглецю CO ₂	1,977	1,842	1,400	1,650	44,01	188,97
Сірководень H ₂ S	1,539	1,434	1,230	-	34,02	115,23
Повітря	1,293	1,206	1,745	1,822	28,96	292,70

Густина газу при стандартних умовах (293 К і 0,101325 МПа) визначається за формулою адитивності (складання):

$$\rho_{СТ} = a_1 \cdot \rho_1 + a_2 \cdot \rho_2 + \dots + a_n \cdot \rho_n, \quad (18.9)$$

де a_1, \dots, a_n – частка кожного компонента в суміші для даного складу газу;

ρ_1, \dots, ρ_n – густина компонента при стандартних умовах, кг/м³.

Молярна маса:

$$M = a_1 \cdot M_1 + a_2 \cdot M_2 + \dots + a_n \cdot M_n, \quad (18.10)$$

де M_1, \dots, M_n – молярна маса компонента, кг/кмоль.

Газова стала (Дж/(кг·К)):

$$R = \frac{\bar{R}}{M}, \quad (18.11)$$

де $\bar{R} = 8314,4$ – універсальна газова стала, Дж/(кмоль·К).

Псевдокритична температура $T_{ПК}$ (К) і тиск $p_{ПК}$ (МПа) для природних газів з вмістом метану 85 % і більше можуть бути знайдені за відомою густиною газу при стандартних умовах:

$$T_{ПК} = 155,24 \cdot (0,564 + \rho_{СТ}), \quad (18.12)$$

$$p_{ПК} = 0,1773 \cdot (26,831 - \rho_{СТ}), \quad (18.13)$$

Відносна густина газу по повітрю:

$$\Delta = \frac{\rho}{\rho_{ВОЗД}} = \frac{\rho_{СТ}}{1,206}. \quad (18.14)$$

Визначення відстані між компресорними станціями

Користуючись формулою пропускної здатності газопроводу:

$$Q = 105,087 \cdot D_{ВН}^{2,5} \sqrt{\frac{p_H^2 - p_K^2}{\Delta \cdot \lambda \cdot Z_{CP} \cdot T_{CP} \cdot 1}}, \quad (18.15)$$

запишемо довжину лінійної ділянки між компресорними станціями як:

$$l = \frac{105,087^2 \cdot D_{ВН}^5 (p_H^2 - p_K^2)}{Q^2 \cdot \Delta \cdot \lambda \cdot Z_{CP} \cdot T_{CP}}, \quad (18.16)$$

де $D_{ВН}$ – внутрішній діаметр газопроводу, м; p_H і p_K – відповідно тиску на початку і в кінці лінійної ділянки газопроводу, МПа; λ – коефіцієнт гідравлічного опору; Z_{CP} – середній по довжині коефіцієнт стисливості газу $Z_{CP} = f(p_{СТ}, T_{CP})$; Δ – відносна густина газу.

Довжина останньої ділянки газопроводу L_K з урахуванням його акумулюючої здатності також визначається за формулою (18.16), прийнявши тиск в кінці перегону $p_K = p'_K$ (p'_K – тиск газу в кінці газопроводу).

Вважаючи, що робочий тиск в газопроводі дорівнює номінальному тиску нагнітання ВН (за паспортними даними ВН), обчислюється товщина стінки газопроводу:

$$\delta = \frac{n_p \cdot p_H \cdot D_H}{2(R_l + n_p \cdot p_H)},$$

де n_p – коефіцієнт надійності за навантаженням; p_H – робочий тиск в трубопроводі; R_l – розрахунковий опір металу трубопроводу, МПа.

Обчислення значення товщини трубопроводу δ округляється в більшу сторону до стандартної величини δ_H з розглянутого асортименту труб.

Для розрахунку відстані між КС можна прийняти орієнтовне значення середньої температури, наприклад:

$$T_{CP} = \frac{(T_0 + T_H)}{2}, \quad (18.17)$$

де T_0 – температура довкілля на глибині закладення газопроводу; T_H – температура газу на вході в лінійну ділянку, приймається рівною 303-313 К.

Тиск на початку газопроводу визначається за формулою:

$$p_H = p_{НАГ} - (\delta p_{ВИХ} + \delta p_{ОХЛ}) = p_{НАГ} - \Delta p_{НАГ}, \quad (18.18)$$

де $\delta p_{ВИХ}$ – втрати тиску в трубопроводі між компресорним цехом і вузлом підключення до лінійної частини магістрального газопроводу (без урахування втрат тиску в системі охолодження транспортованого газу); $\delta p_{ОХЛ}$ – втрати тиску в системі охолодження газу, включно з обв'язкою.

Для охолодження газу в апаратах повітряного охолодження (АПО) слід приймати $\delta p_{ОХЛ} = 0,06$ МПа. При відсутності охолодження газу $\delta p_{ОХЛ} = 0$.

Втрати тиску можуть бути прийняті за таблицею 18.3.

Таблиця 18.3. Втрати тиску газу на КС

Тиск у газопроводі (надлишковий), МПа	Втрати тиску газу на КС, МПа		
	на всмоктуванні Δp_{BC}		На нагнітанні $\delta p_{вих}$
	при одноступінчастому очищенні газу	при двоступінчастом у очищенні газу	
5,40	0,08	0,13	0,07
7,35	0,12	0,19	0,11
9,81	0,13	0,21	0,13

Тиск в кінці ділянки газопроводу:

$$p_K = p_{BC} + \Delta p_{BC}, \quad (18.19)$$

де Δp_{BC} – втрати тиску газу на вході КС з урахуванням втрат тиску в підвідних шлейфах і на вузлі очищення газу (приймається по табл. 18.3).

Коефіцієнт гідравлічного опору λ визначається за формулою:

$$\lambda = 1,05 \frac{\lambda_{TP}}{E_G^2}, \quad (18.20)$$

де E_G – коефіцієнт гідравлічної ефективності, приймається за результатами розрахунків диспетчерської служби відповідно до галузевої методики; при відсутності цих даних коефіцієнт гідравлічної ефективності приймається рівним 0,95, якщо на газопроводі є пристрої для періодичного очищення внутрішньої порожнини трубопроводу, а при відсутності зазначених пристроїв, приймається рівним 0,92.

Коефіцієнт опору тертя для всіх режимів течії газу в газопроводі визначається за формулою:

$$\lambda_{TP} = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2 \cdot k_{\Sigma}}{D_{BH}} \right)^{0,2}, \quad (18.21)$$

де k_{Σ} – еквівалентна шорсткість трубопроводу; для монолітних труб без внутрішнього антикорозійного покриття приймається рівною

$3 \cdot 10^{-5}$ м; D_{BH} – внутрішній діаметр трубопроводу, м; Re – число Рейнольдса, яке визначається за формулою:

$$Re = 17,75 \frac{\Delta \cdot Q}{D_{BH} \cdot \mu}, \quad (18.22)$$

де Q – продуктивність газопроводу, млн. м³/добу; D_{BH} – внутрішній діаметр газопроводу, м; μ – коефіцієнт динамічної в'язкості, Па·с.

Якщо продуктивність газопроводу невідома, то в першому наближенні можна прийняти квадратичний режим течії газу і λ_{TP} визначити як:

$$\lambda_{TP} = 0,067 \left(\frac{2 \cdot k_{\Sigma}}{D_{BH}} \right)^{0,2}. \quad (18.23)$$

Коефіцієнт стисливості газу визначається за формулою:

$$Z_{CP} = 1 - \frac{0,0241 p_{PP}}{\tau}, \quad (18.24)$$

де значення наведених тиску і температури при $p = p_{CP}$ і $T = T_{CP}$ визначаються як:

$$p_{PP} = \frac{p}{p_{PK}}; \quad (18.25)$$

$$T_{PP} = \frac{T}{T_{PK}}; \quad (18.26)$$

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot T_{PP} + 0,78 T_{PP}^2 + 0,0107 \cdot T_{PP}^3. \quad (18.27)$$

Середній тиск в газопроводі можна визначити за формулою:

$$p_{CP} = \frac{2}{3} \left(p_H + \frac{p_K^2}{p_H + p_K} \right). \quad (18.28)$$

Обчисливши відстані між КС за формулою (18.16), визначаємо необхідну кількість компресорних станцій:

$$n_0 = \frac{L - L_K}{l} + 1. \quad (18.29)$$

Після округлення знайденого числа КС n_0 до цілого значення n (як правило, в більшу сторону), уточнюємо значення відстаней між КС:

$$l = \frac{L - L_K}{n - 1}. \quad (18.30)$$

У разі якщо на КС встановлені ГПА з приводом від газової турбіни або двигуна внутрішнього згоряння, то частина газу, що транспортується буде споживатися на власні потреби і продуктивність МГ буде від ділянки до ділянки знижуватися, що призведе до зміни параметрів ділянок МГ.

Рекомендується облік витрат паливного газу виконувати при довжині газопроводу більше 500 км.

Для такого газопроводу продуктивність кожної ділянки можна визначити за рівнянням:

$$Q_i = Q - Q_{TG} \cdot i, \quad (18.31)$$

де Q_i – продуктивність i -ї ділянки; Q – продуктивність надходження газу на першу КС; Q_{TG} – обсяг споживаного КС паливного газу; i – номер КС по ходу газу.

Використовуючи рівняння пропускної здатності ділянки можна записати наступне співвідношення довжин ділянок з різною продуктивністю:

$$\frac{l_i}{l} = \left(\frac{Q}{Q - Q_{TG} \cdot i} \right)^2, \quad \text{або} \quad l_i = l \cdot \left(\frac{Q}{Q - Q_{TG} \cdot i} \right)^2. \quad (18.32)$$

Тоді для прийнятого числа КС можна записати довжину газопроводу як суму довжин ділянок його складових:

$$L = l \left[\left(\sum_{i=1}^{n-1} \frac{Q}{Q - Q_{TG} \cdot i} \right)^2 + \alpha \left(\frac{Q}{Q - Q_{TG} \cdot n} \right)^2 \right], \quad (18.33)$$

де l – середня довжина ділянки між КС.

$$\alpha = \frac{L_K}{l} \approx \frac{p_H^2 - p'_K{}^2}{p_H^2 - p_K^2}. \quad (18.34)$$

При прийнятому числі КС з (18.33) визначається середня довжина ділянки між КС. Потім, користуючись формулою (18.32), розраховують довжину всіх проміжних ділянок і визначають довжину кінцевої ділянки.

Уточнений тепловий і гідравлічний розрахунок ділянки газопроводу між двома компресорними станціями

Уточнений тепловий та гідравлічний розрахунок ділянки газопроводу між двома компресорними станціями проводиться з метою визначення тиску і температури газу в кінці розглянутої ділянки.

Абсолютний тиск в кінці ділянки газопроводу визначається з формули витрати (18.15) при середніх значеннях температури і тиску газу на лінійній ділянці, які визначаються методом послідовних наближень.

$$p_K = \sqrt{p_H^2 - \frac{Q^2 \cdot \Delta \cdot \lambda \cdot Z_{CP} \cdot T_{CP} \cdot l}{105,087^2 \cdot D_{BH}^5}}. \quad (18.35)$$

Уточнений розрахунок ділянки газопроводу виконується в наступному порядку:

1) в якості першого наближення приймаються значення λ і Z_{CP} , знайдені з попереднього визначення відстані між КС. Значення T_{CP} визначається за формулою (18.17);

2) за формулою (18.35) визначається в першому наближенні значення p_K ;

3) визначається уточнений середній тиск p_{CP} за формулою (18.28);

4) за формулами (18.25) і (18.26) з урахуванням середніх значень тиску і температури визначаються середні наведені тиск p_{PP} і температура T_{PP} .

Для розрахунку кінцевого тиску в другому наближенні обчислюються уточнені значення T_{CP} , λ і Z_{CP} . Для цього при визначенні T_{CP} будемо використовувати величини середньої питомої теплоємності C_p , коефіцієнта Джоуля-Томсона D_i і коефіцієнта a_t , вираховані для значення p_{CP} і T_{CP} першого наближення.

5) питома теплоємність газу C_p (кДж/(кг·К)) визначається за формулою:

$$C_p = 1,695 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot T_{CP} + 1,96 \cdot 10^6 \frac{(p_{CP} - 0,1)}{T_{CP}^3}; \quad (18.36)$$

6) коефіцієнт Джоуля-Томсона D_i (К/МПа) визначається за формулою:

$$D_i = \frac{1}{C_p} \left(\frac{0,98 \cdot 10^6}{T_{CP}^2} - 1,5 \right); \quad (18.37)$$

7) середня температура газу визначається за формулою:

$$T_{CP} = T_0 + (T_H - T_0) \frac{1 - e^{-a_t \cdot l}}{a_t \cdot l} - D_i \cdot \frac{p_H^2 - p_K^2}{2a_t \cdot l \cdot p_{CP}} \left(1 - \frac{1 - e^{-a_t \cdot l}}{a_t \cdot l} \right), \quad (18.38)$$

де a_t – коефіцієнт (1/км), визначається за формулою:

$$a_t = 0,225 \frac{K_{CP} \cdot D_{BH}}{Q \cdot \Delta \cdot C_p}, \quad (18.39)$$

де K_{CP} – середній на лінійній ділянці загальний коефіцієнт теплопередачі від газу в навколишнє середовище, Вт/(м²·К);

8) коефіцієнт стисливості Z_{CP} визначається за формулою (18.24);

9) коефіцієнт динамічної в'язкості визначається за формулою:

$$\mu = 5,1 \cdot 10^{-6} [1 + \rho_{CT} (1,1 - 0,25 \cdot \rho_{CT})] \cdot [0,037 + T_{PP} (1 - 0,104 \cdot T_{PP})] \times \\ \times \left[1 + \frac{p_{PP}^2}{30(T_{PP} - 1)} \right]; \quad (18.40)$$

10) число Рейнольдса визначається за формулою (18.22);

11) коефіцієнт опору тертя λ_{TP} і коефіцієнт гідравлічного опору λ обчислюються за формулами (18.21) та (18.20);

12) визначаємо кінцевий тиск в другому наближенні за формулою (18.35);

13) якщо отриманий результат відрізняється від попереднього наближення більш, ніж на 1%, є сенс уточнити розрахунки, виконуючи третє наближення, починаючи з пункту 3. Якщо результат задовольняє вимогам точності розрахунків, переходимо до наступного пункту;

14) уточнюється середній тиск за формулою (18.28);

15) визначається кінцева температура газу:

$$T_K = T_0 + (T_H - T_0)e^{-a_t l} - D_i \cdot \frac{p_H^2 - p_K^2}{2a_t \cdot l \cdot p_{CP}} (1 - e^{-a_t l}). \quad (18.41)$$

На цьому тепловий і гідравлічний розрахунок ділянки газопроводу закінчується.

Значення коефіцієнта теплопередачі K_{CP} у виразі (18.39) для підземних газопроводів (без теплової ізоляції), слід визначати за формулами ОНТП.

Розрахункове значення коефіцієнта теплопередачі можна визначити також за формулою:

$$K_{CP} = \bar{K} \cdot \left(\frac{1}{D} \right)^{0,9}, \quad (18.42)$$

де D – внутрішній діаметр газопроводу, м; \bar{K} – базовий коефіцієнт теплопередачі для газопроводу діаметром 1 м.

При орієнтовних розрахунках допускається приймати:

- для піску $\bar{K} = 1,1-2,4$ Вт/(м²·К);
- для суглинків $\bar{K} = 1,05-1,65$ Вт/(м²·К);
- для змішаного ґрунту $\bar{K} = 1,27-1,34$ Вт/(м²·К).

Розрахунок режиму роботи компресорної станції

Для розрахунків режимів роботи КС застосовуються характеристики ВН, що віддзеркалюють залежність ступеня підвищення тиску ε , політропного коефіцієнта корисної дії $\eta_{ПОЛ}$ і наведеної відносної внутрішньої потужності:

$$\left[\frac{N_i}{\rho_{BC}} \right]_{PP} = \frac{N_i}{\rho_{BC}} \left(\frac{n_H}{n} \right)^3, \quad (18.43)$$

від наведеної об'ємної продуктивності:

$$Q_{PP} = \frac{n_H}{n} Q_{BC}, \quad (18.44)$$

при різних значеннях наведених відносних обертів:

$$\left[\frac{n}{n_H} \right]_{PP} = \frac{n}{n_H} \sqrt{\frac{Z_{PP} \cdot R_{PP} \cdot T_{PP}}{Z_{BC} \cdot R \cdot T_{BC}}}, \quad (18.45)$$

де ρ_{BC} , Z_{BC} , T_{BC} , Q_{BC} – відповідно густина газу, коефіцієнт стисливості, температура газу і об'ємна продуктивність ВН, приведені до умов всмоктування; R – газова стала, обчислена за формулою (18.11); Z_{PP} , R_{PP} , T_{PP} – умови приведення, для яких побудовані характеристики ВН; N_i – внутрішня (індикаторна) потужність; n , n_H – відповідно робоча частота обертання вала ВН і номінальна частота обертання.

Основні параметри деяких типів ВН наведені в таблиці 18.4.

Таблиця 18.4. – Основні параметри деяких типів відцентрових нагнітачів при номінальному режимі роботи

Тип ВН	Q_H , млн м ³ /добу	Тиск (абс.), МПа		ε	Приведені параметри			n_H , хв. ⁻¹
		p_{BC}	$p_{НАГ}$		Z_{PP}	R_{PP} , Дж/(кг·К)	T_{PP} , К	
Н-300-1,23*	19,0	3,63	5,49	1,23	0,910	490,5	288	6150
370-18-1*	37,0	4,96	7,45	1,23	0,888	508,2	288	4800
Н-16-56*	51,0	3,57	5,49	1,24	0,893	508,2	307	4600
235-21-1	18,3	5,18	7,45	1,44	0,888	508,2	288	4800
ГПА-Ц-6,3/76	11,4	5,14	7,45	1,45	0,900	508,2	293	8200
ГПА-Ц-16/76	32,6	5,14	7,45	1,44	0,888	508,2	288	4900
Н-16-76-1,44	31,0	5,18	7,45	1,44	0,898	508,2	288	6340
650-21-2	53,0	4,97	7,45	1,45	0,900	501,4	288	3700
650-22-2	47,0	4,97	7,45	1,45	0,900	501,4	288	3700
CDR-224	17,2	4,93	7,45	1,51	0,900	490,5	288	6200
RF2BB-30	21,8	4,93	7,45	1,51	0,900	490,5	288	6200
RF2BB-36	38,0	4,93	7,45	1,51	0,890	510,1	288	4437
PCL802/24	17,2	5,00	7,45	1,49	0,900	490,5	288	6200
PCL1002/40	45,0	4,93	7,45	1,51	0,900	490,5	288	4670

* – тиску p_{BC} і $p_{НАГ}$ для роботи нагнітачів за схемою двоступеневого стиснення

Одним з універсальних видів характеристик ВН є приведена характеристика за методикою ВНИИГАЗу (рис. 91).

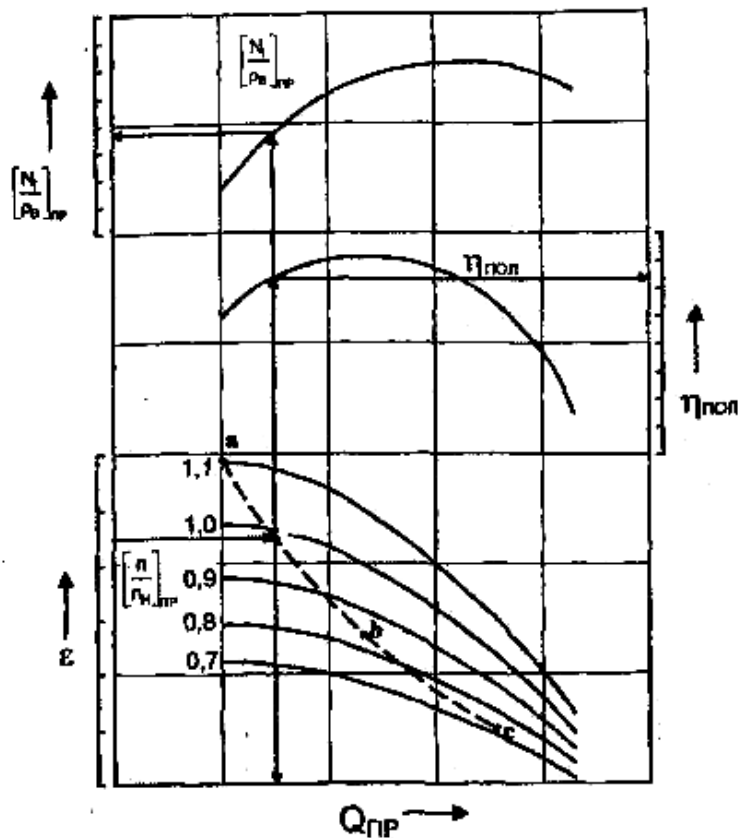


Рис. 91 – Приведена характеристика відцентрового нагнітача за методикою ВНИИГАЗу

Порядок визначення робочих параметрів наступний:

- 1) за відомим складом газу, температури і тиску на вході в ВН визначається коефіцієнт стисливості Z_{BC} ;
- 2) визначаються густина газу ρ_{BC} і продуктивність нагнітача за умов всмоктування Q_{BC} :

$$\rho_{BC} = \rho_{CT} \cdot \frac{p_{BC} \cdot T_{CT} \cdot Z_{CT}}{p_{CT} \cdot T_{BC} \cdot Z_{BC}}, \quad (18.46)$$

$$Q_{BC} = \frac{Q_{KC}}{24 \cdot 60 \cdot m_H} \cdot \frac{\rho_{CT}}{\rho_{BC}}, \quad (18.47)$$

де $Q_{KC} = Q$ – продуктивність КС при стандартних умовах; m_H – число паралельно працюючих ВН, яке визначається зі співвідношення:

$$m_H = \frac{Q_{KC}}{Q_H}, \quad (18.48)$$

де Q_H – номінальна продуктивність ВН при стандартних умовах, млн м³/добу;

3) задаючись декількома (не менше трьох) значеннями обертів ротора в діапазоні можливих частот обертання ГПА, за формулами (18.44) і (18.45) визначають Q_{PP} і $\left[\frac{n}{n_H} \right]_{PP}$. Отримані точки наносяться на характеристику і з'єднуються лінією (плавна крива abc на рис. 91);
4) визначається необхідний ступінь підвищення тиску

$$\varepsilon = \frac{p_{HAG}}{p_{BC}}, \quad (18.49)$$

де p_{BC} , p_{HAG} – відповідно номінальний тиск на вході і виході ВН.

Провівши горизонтальну лінію зі значення ε , знайдемо точку перетину A з кривою abc . Опускаючи з отриманої точки перпендикуляр до перетину з горизонтальною віссю, знаходимо Q_{PP} . Аналогічно визначається $\eta_{ПОЛ}$ і $\left[\frac{N_i}{\rho_{BC}} \right]_{PP}$. Значення Q_{PP} має задовольняти умові $Q_{PP} \geq Q_{PPmin}$, де Q_{PPmin} – приведена об'ємна продуктивність на межі зони помпажа (витрата, відповідна лівій межі характеристик ВН);

5) визначається внутрішня потужність, споживана ВН,

$$N_i = \rho_{BC} \cdot \left[\frac{N_i}{\rho_{BC}} \right]_{PP} \cdot \left(\frac{n}{n_H} \right)^3, \quad (18.50)$$

де n – фактична частота обертання ротора ВН, що визначається з виразу (18.44):

$$n = \frac{Q_{BC}}{Q_{PP}} n_H; \quad (18.51)$$

6) визначається потужність на муфті привода:

$$N_e = N_i + N_{MEX}, \quad (18.52)$$

де N_{MEX} – механічні втрати потужності в редукторі і підшипниках ВН при номінальному завантаженні (приймаються рівними 1% від номінальної потужності привода);

7) обчислюється наявна потужність газотурбінної установки (ГТУ)

$$N_e^P = N_e^H \cdot k_N \cdot k_{OBL} \cdot k_Y \cdot \left(1 - k_t \cdot \frac{T_{ВОЗД} - T_{ВОЗД}^H}{T_{ВОЗД}} \right) \cdot \frac{p_a}{0,1013}, \quad (18.53)$$

де N_e^H – номінальна продуктивність ГТУ, кВт; k_N – коефіцієнт технічного стану по потужності; k_{OBL} – коефіцієнт, що враховує вплив системи протидії обмерзання (при відключеній системі $k_{OBL} = 1$); k_Y – коефіцієнт, що враховує вплив системи утилізації тепла (при її відсутності $k_Y = 1$); k_t – коефіцієнт, що враховує вплив атмосферного повітря на потужність ГТУ; $T_{ВОЗД}$, $T_{ВОЗД}^H$ – відповідно фактична і номінальна температури повітря, К; p_a – розрахунковий тиск зовнішнього (атмосферного) повітря, МПа.

Значення N_e^H , k_N , k_{OBL} , k_Y , k_t , $T_{ВОЗД}^H$ приймаються за довідковими даними ГТУ.

Таблиця 18.5. – Технічна характеристика деяких типів ГПА з газотурбінним приводом

Тип ГТУ	N_e^H , кВт	$T_{ВОЗД}^H$, К	k_N	k_t	Частота обертання силового вала, хв. ⁻¹	
					n_{min}	n_{max}
ГПА-Ц-6,3	6300	288	0,95	1,3	5740	8610
ГТК-10	10000	288	0,95	3,7	3300	5100
ГПУ-10	10000	298	0,95	3,7	3360	5300
ГТН-10И	10000	288	0,95	2,0	4550	6870
ГТК-16	16000	288	0,95	3,2	3500	4850
ГТН-16	16000	288	0,95	3,2	4400	6600
ГПА-Ц-16	16000	288	0,95	2,8	3430	5150
ГТН-25	25000	288	0,95	3,2	3500	3900
ГТН-25И	25000	288	0,95	2,2	3270	5100

8) виконується порівняння N_e і N_e^P . Повинна виконуватися умова $N_e \leq N_e^P$. При невиконанні цієї умови слід збільшити число m_n і повторити розрахунок починаючи з пункту 2;

9) визначається температура газу на виході ВН:

$$T_{НАГ} = T_{ВС} \cdot \varepsilon^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{пол}}}, \quad (18.54)$$

де k – показник адіабати природного газу, $k = 1,31$.

Приклади розрахунку

Приклад 1. Виконати технологічний розрахунок магістрального газопроводу протяжністю $L = 520$ км, для перекачування газу продуктивністю $Q_G = 31$ млрд. м³/рік. По газопроводу транспортується газ наступного складу:

Компонент	Метан, CH ₄	Етан, C ₂ H ₆	Пропан, C ₃ H ₈	Діоксид вуглецю, CO ₂	Азот, N ₂
Об'ємна частка, %	98,4	0,07	0,01	0,4	1,1

Середня температура ґрунту на глибині осі газопроводу $T_0 = 278$ К, середня температура повітря $T_e = 283$ К.

Тиск в кінці МГ прийняти $p_K = 2$ МПа.

Вибрати робочий тиск і тип ГПА; обґрунтувати вибір діаметра газопроводу; визначити кількість компресорних станцій і відстань між ними. Виконати уточнений тепловий та гідравлічний розрахунок ділянок газопроводу між компресорними станціями і провести розрахунок режиму роботи КС.

Рішення:

1. Визначення діаметра газопроводу та числа компресорних станцій

1.1. Розрахунок фізичних властивостей перекачуваного газу

За відомим складом визначаємо основні фізичні властивості газу. Густина за стандартних умов (18.9):

$$\rho_{CT} = \rho_1 a_1 + \rho_2 a_2 + \dots + \rho_n a_n = 0,669 \cdot 0,984 + 1,264 \cdot 0,0007 + \\ + 1,872 \cdot 0,0001 + 1,842 \cdot 0,004 + 1,165 \cdot 0,011 = 0,679 \text{ кг/м}^3.$$

Молярна маса (18.10):

$$M = M_1 a_1 + M_2 a_2 + \dots + M_n a_n = 16,04 \cdot 0,984 + 30,07 \cdot 0,0007 + 44,09 \cdot 0,0001 + \\ + 44,01 \cdot 0,004 + 28,02 \cdot 0,011 = 16,293 \text{ кг/моль}.$$

Газова стала (18.11):

$$R = \frac{\bar{R}}{M} = \frac{8314,4}{16,293} = 510,3 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}.$$

Псевдокритична температура і тиск (18.12), (18.13):

$$T_{ПК} = 155,24(0,564 + \rho_{CT}) = 155,24(0,564 + 0,679) = 193,049 \text{ К}; \\ p_{ПК} = 0,1773(26,831 - \rho_{CT}) = 0,1773(26,831 - 0,679) = 4,637 \text{ МПа}.$$

Відносна густина газу по повітрю при стандартних умовах (18.14):

$$\Delta = \frac{\rho_{CT}}{1,206} = \frac{0,679}{1,206} = 0,563.$$

1.2. Вибір робочого тиску, типу ГПА і визначення діаметра газопроводу

З урахуванням рекомендацій з проектування в якості робочого тиску в газопроводі вибираємо $p = 7,5 \text{ МПа}$.

Виходячи із заданої річної продуктивності ($Q_G = 31 \text{ млрд. м}^3/\text{рік}$) і обраного робочого тиску, за таблицею 18.1 визначаємо орієнтовне значення діаметра газопроводу. Таким є $D = 1420 \text{ мм}$.

Далі для економічного обґрунтування вибору діаметра газопроводу треба взяти найближчий менший і найближчий більший діаметри.

Але оскільки діаметра більше 1420 мм не існує, то для порівняння приймаємо найближчий менший діаметр $D = 1220 \text{ мм}$.

За формулою (18.8) визначаємо добову продуктивність газопроводу $Q = \frac{Q_G \cdot 10^3}{365 \cdot K_H} = \frac{31 \cdot 10^3}{365 \cdot 0,9} = 94,37 \text{ млн м}^3/\text{добу}$.

Виходячи із прийнятого робочого тиску і добової продуктивності приймаємо до установки чотири газотурбінних агрегати ГПА-Ц-

16, обладнані відцентровими нагнітачами ГПА-Ц-16/76. Номінальна потужність ГПА – 16000 кВт, номінальна подача – 32,6 млн. м³/добу, $P_{BC} = 5,14$ МПа, $P_{НАГ} = 7,45$ МПа. При цьому три нагнітача працюють паралельно, один резервний.

Характеристики нагнітача і газотурбінного привода наведена в таблицях 18.4 і 18.5.

Для будівництва газопроводу приймаємо труби $D = 1420$ мм і $D = 1220$ мм Харцизького трубного заводу, виготовлені по ТУ 14-3-1938-2000 зі сталі 10Г2ФБ.

Для прийнятих діаметрів визначаємо значення розрахункового опору металу труб і товщину стінки трубопроводів:

$$R_1 = \frac{R_1^n \cdot m}{k_1 \cdot k_H},$$

$$R_1^{1220} = \frac{588 \cdot 0.9}{1,4 \cdot 1,1} = 343,64 \text{ МПа}, \quad R_1^{1420} = \frac{588 \cdot 0.9}{1,34 \cdot 1,1} = 359,02 \text{ МПа},$$

$$\delta = \frac{n_p \cdot p \cdot D_H}{2(R_1 + n_p \cdot p)},$$

$$\delta_{1220} = \frac{1,1 \cdot 7,45 \cdot 1220}{2(343,64 + 1,1 \cdot 7,45)} = 14,2 \text{ мм}, \quad \delta_{1420} = \frac{1,1 \cdot 7,45 \cdot 1420}{2(359,02 + 1,1 \cdot 7,45)} = 15,84 \text{ мм}.$$

Приймаємо труби стандартних розмірів 1220×15 мм, 1420×16 мм.

Внутрішній діаметр трубопроводів: $D_{BH}^{1220} = 1220 - 2 \cdot 15 = 1190$ мм;
 $D_{BH}^{1420} = 1420 - 2 \cdot 16 = 1388$ мм.

1.3. Визначення відстані між компресорними станціями і числа КС

Користуючись даними таблиці 18.3 і формулами (18.18) і (18.19), визначаємо значення початкового та кінцевого тисків на лінійній ділянці між КС:

$$p_H = p_{НАГ} - (\delta p_{ВЫХ} + \delta p_{ОХЛ}) = 7,45 - (0,11 + 0,06) = 7,28 \text{ МПа};$$

$$p_K = p_{BC} + \Delta p_{BC} = 5,14 + 0,12 = 5,26 \text{ МПа}.$$

Вважаючи температуру газу на вході в лінійну ділянку рівною $T_H = 303$ К, а в кінці ділянки рівною температурі навколишнього

середовища $T_0 = 278$ К, визначимо орієнтовну середню температуру газу на лінійній ділянці (18.17):

$$T_{CP} = \frac{(T_0 + T_H)}{2} = \frac{278 + 303}{2} = 290,5 \text{ К.}$$

Середній тиск в лінійній ділянці (18.28):

$$p_{CP} = \frac{2}{3} \left(p_H + \frac{p_K^2}{p_H + p_K} \right) = \frac{2}{3} \left(7,28 + \frac{5,26^2}{7,28 + 5,26} \right) = 6,324 \text{ МПа.}$$

Приведені значення тиску і температури (18.25) і (18.26):

$$p_{PP} = \frac{p_{CP}}{p_{PK}} = \frac{6,324}{4,637} = 1,364; \quad T_{PP} = \frac{T_{CP}}{T_{PK}} = \frac{290,5}{193,049} = 1,504.$$

Коефіцієнт стисливості газу (18.24)

$$\begin{aligned} Z_{CP} &= 1 - \frac{0,0241 p_{PP}}{\tau} = 1 - \frac{0,0241 p_{PP}}{1 - 1,68 T_{PP} + 0,78 T_{PP}^2 + 0,0107 T_{PP}^3} = \\ &= 1 - \frac{0,0241 \cdot 1,364}{1 - 1,68 \cdot 1,504 + 0,78(1,504)^2 + 0,0107(1,504)^3} = 0,879. \end{aligned}$$

Коефіцієнт динамічної в'язкості (18.40)

$$\begin{aligned} \mu &= 5,1 \cdot 10^{-6} [1 + \rho_{CT} (1,1 - 0,25 \rho_{CT})] \cdot [0,037 + T_{PP} (1 - 0,104 T_{PP})] \cdot \left[1 + \frac{p_{PP}^2}{30(T_{PP} - 1)} \right] = \\ &= 5,1 \cdot 10^{-6} [1 + 0,679(1,1 - 0,25 \cdot 0,679)] \cdot [0,037 + 1,504(1 - 0,104 \cdot 1,504)] \cdot \left[1 + \frac{1,364^2}{30(1,504 - 1)} \right] = \\ &= 12,198 \cdot 10^{-6} \text{ Па}\cdot\text{с.} \end{aligned}$$

Для визначення режиму течії в трубопроводах знайдемо числа Рейнольдса, скориставшись формулою (18.22):

$$\begin{aligned} Re_{1220} &= 17,75 \frac{Q\Delta}{D_{BH} \mu} = 17,75 \frac{94,37 \cdot 0,563}{1,19 \cdot 12,198 \cdot 10^{-6}} = 64968840; \\ Re_{1420} &= 17,75 \frac{94,37 \cdot 0,563}{1,388 \cdot 12,198 \cdot 10^{-6}} = 55700951. \end{aligned}$$

Прийнявши еквівалентну шорсткість для нових труб без внутрішнього антикорозійного покриття $k = 0,03$ мм, за формулою (18.21) знайдемо коефіцієнт гідравлічного опору тертя:

$$\lambda_{TP1220} = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2k}{D_{BH}} \right)^{0,2} = 0,067 \left(\frac{158}{64968840} + \frac{2 \cdot 3 \cdot 10^{-5}}{1,19} \right)^{0,2} = 0,00935;$$

$$\lambda_{TP1420} = 0,067 \left(\frac{158}{55700951} + \frac{2 \cdot 3 \cdot 10^{-5}}{1,388} \right)^{0,2} = 0,00909.$$

З урахуванням місцевих опорів і коефіцієнта гідравлічної ефективності розрахункові значення коефіцієнтів гідравлічних опорів λ будуть (18.20) наступні:

$$\lambda_{1220} = 1,05 \frac{\lambda_{TP}}{E^2} = 1,05 \frac{0,00935}{0,95^2} = 0,0109;$$

$$\lambda_{1420} = 1,05 \frac{0,00909}{0,95^2} = 0,0106.$$

За формулою (18.16) визначаємо відстань між КС:

$$L_{1220} = \frac{105,087^2 \cdot 1,19^5 (7,28^2 - 5,26^2)}{94,37^2 \cdot 0,563 \cdot 0,0109 \cdot 0,879 \cdot 290,5} = 47,83 \text{ км};$$

$$L_{1420} = \frac{105,087^2 \cdot 1,388^5 (7,28^2 - 5,26^2)}{94,37^2 \cdot 0,563 \cdot 0,0106 \cdot 0,879 \cdot 290,5} = 106,19 \text{ км}.$$

Також за формулою (18.16) визначаємо довжину останнього перегону, прийнявши тиск в кінці газопроводу $P_K = 2$ МПа:

$$L_{П1220} = \frac{105,087^2 \cdot 1,19^5 (7,28^2 - 2^2)}{94,37^2 \cdot 0,563 \cdot 0,0109 \cdot 0,879 \cdot 290,5} = 92,51 \text{ км};$$

$$L_{П1420} = \frac{105,087^2 \cdot 1,388^5 (7,28^2 - 2^2)}{94,37^2 \cdot 0,563 \cdot 0,0106 \cdot 0,879 \cdot 290,5} = 205,42 \text{ км}.$$

Визначаємо необхідне число КС (18.29):

$$n_{1220} = \frac{L - L_{Л1220}}{L_{1220}} + 1 = \frac{520 - 92,51}{47,83} + 1 = 9,94;$$

$$n_{1420} = \frac{520 - 205,42}{106,19} + 1 = 3,96.$$

Округляємо розрахункове число КС до цілого числа в більшу сторону $n_{1220} = 10$; $n_{1420} = 4$.

2. Економічне обґрунтування вибору діаметра газопроводу

Проведемо економічне порівняння розглянутих діаметрів (варіантів) за укрупненими показниками.

Капітальні витрати на лінійну частину

Вартість будівництва 1 км трубопроводу становить:

$C_{Л1220} = 3579,2$ тис. грн./км; $C_{Л1420} = 5280,9$ тис. грн./км.

Тоді:

$K_{Л1220} = C_{Л1220} \cdot L = 3579,2 \cdot 520 = 1861,184$ млн грн.;

$K_{Л1420} = C_{Л1420} \cdot L = 5280,9 \cdot 520 = 2746,068$ млн грн..

Капітальні витрати на спорудження КС

Вартість будівництва однієї КС на чотири агрегати типу ГПА-Ц-16 дорівнює (18.2)

$C_{СТ} = \kappa_0 + \kappa_i \cdot i = 33,7 + 35,6 \cdot 4 = 176,1$ млн грн.

Тоді:

$K_{КС1220} = C_{СТ} \cdot n_{1220} = 176,1 \cdot 10 = 1761$ млн грн.;

$K_{КС1420} = C_{СТ} \cdot n_{1420} = 176,1 \cdot 4 = 704,4$ млн грн..

Повні капітальні витрати:

$K_{1220} = K_{Л1220} + K_{КС1220} = 1861,184 + 1761 = 3622,184$ млн грн.;

$K_{1420} = K_{Л1420} + K_{КС1420} = 2746,068 + 704,4 = 3450,468$ млн грн..

Вартість експлуатації лінійною частиною

Вартість експлуатації 1 км трубопроводу на рік складає:

$C_{ЭЛ1220} = 161,1$ тис. грн./(рік·км); $C_{ЭЛ1420} = 237,6$ тис. грн./ (рік·км).

Тоді:

$Э_{Л1220} = C_{ЭЛ1220} \cdot L = 161,1 \cdot 520 = 83,772$ млн грн./рік;

$Э_{Л1420} = C_{ЭЛ1420} \cdot L = 237,6 \cdot 520 = 123,552$ млн грн./рік.

Вартість експлуатації КС

Вартість експлуатації типової КС на чотири агрегати ГПА-Ц-16 дорівнює (18.3)

$$C_{\text{ЭСТ}} = \text{э}_0 + \text{э}_i \cdot i = 6,8 + 8,6 \cdot 4 = 41,2 \text{ млн грн./рік.}$$

Тоді:

$$\text{Э}_{\text{КС1220}} = C_{\text{ЭСТ1220}} \cdot n_{1220} = 41,2 \cdot 10 = 412 \text{ млн грн./рік;}$$

$$\text{Э}_{\text{КС1420}} = C_{\text{ЭСТ1420}} \cdot n_{1420} = 41,2 \cdot 4 = 164,8 \text{ млн грн./рік.}$$

Повні експлуатаційні витрати

$$\text{Э}_{1220} = \text{Э}_{\text{Л1220}} + \text{Э}_{\text{КС1220}} = 83,772 + 412 = 495,772 \text{ млн грн./рік;}$$

$$\text{Э}_{1420} = \text{Э}_{\text{Л1420}} + \text{Э}_{\text{КС1420}} = 123,552 + 164,8 = 288,352 \text{ млн грн./рік.}$$

Наведені річні витрати визначаємо за формулою:

$$S = EK + \text{Э},$$

де E – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень (для об'єктів транспорту і зберігання нафти і газу $E = 0,15$ 1/рік).

Тоді

$$S_{1220} = EK_{1220} + \text{Э}_{1220} = 0,15 \cdot 3622,184 + 495,772 = 1039,1 \text{ млн грн./рік;}$$

$$S_{1420} = EK_{1420} + \text{Э}_{1420} = 0,15 \cdot 3450,468 + 288,352 = 805,92 \text{ млн грн./рік.}$$

Таким чином, за приведеними витратами вигідним є діаметр 1420 мм і подальші розрахунки ведемо тільки для цього діаметра.

Можна розглядати й інші конкурентоспроможні варіанти, інші схеми компонування ВН, наприклад, як основне обладнання застосувати газоперекачувальні агрегати ГТК-10-4: номінальна потужність 10000 кВт, подача – 37 млн м³/добу, $p_{\text{НАГ}} = 7,46$ МПа, $P_{\text{ВС}} = 6,08$ МПа. У цьому випадку також встановлюємо чотири агрегати, три з яких працюють паралельно і один – резервний. Найвигіднішим буде варіант з найменшими наведеними витратами.

3. Уточнений тепловий та гідравлічний розрахунок ділянок газопроводу між компресорними станціями

Уточнений тепловий та гідравлічний розрахунок ділянок газопроводу між компресорними станціями проводиться з метою визначення тиску і температури в кінці розглянутої ділянки.

3.1. Уточнюємо відстані між КС з урахуванням витрат паливного газу на власні потреби.

Продуктивність кожної ділянки знайдемо за формулою (18.31):

$$Q_i = Q - Q_{TG} \cdot i.$$

Для ГПА-Ц-16

$$Q_{TG} = 6240 \cdot 24 \cdot 3 = 0,449 \text{ млн м}^3/\text{добу}$$

Тоді:

$$Q_1 = 94,37 - 0,449 \cdot 1 = 93,92 \text{ млн м}^3/\text{добу};$$

$$Q_2 = 94,37 - 0,449 \cdot 2 = 93,47 \text{ млн м}^3/\text{добу};$$

$$Q_3 = 94,37 - 0,449 \cdot 3 = 93,02 \text{ млн м}^3/\text{добу};$$

$$Q_4 = 94,37 - 0,449 \cdot 4 = 92,57 \text{ млн м}^3/\text{добу}.$$

З формули (18.33) знайдемо середню довжину ділянки між КС:

$$l = \frac{L}{\left[\sum_{i=1}^{n-1} \left(\frac{Q}{Q - Q_{TG} \cdot i} \right)^2 + \alpha \left(\frac{Q}{Q - Q_{TG} \cdot i} \right)^2 \right]},$$

$$\text{де } \alpha = \frac{L_K}{l} \approx \frac{p_H^2 - p'_K{}^2}{p_H^2 - p_K^2} = \frac{7,28^2 - 2^2}{7,28^2 - 5,26^2} = 1,935.$$

Тоді:

$$l = \frac{L}{\left[\left(\frac{Q}{Q_1} \right)^2 + \left(\frac{Q}{Q_2} \right)^2 + \left(\frac{Q}{Q_3} \right)^2 + \alpha \left(\frac{Q}{Q_4} \right)^2 \right]} =$$

$$= \frac{520}{\left[\left(\frac{94,37}{93,92} \right)^2 + \left(\frac{94,37}{93,47} \right)^2 + \left(\frac{94,37}{93,02} \right)^2 + 1,935 \left(\frac{94,37}{92,57} \right)^2 \right]} = 102,62 \text{ км.}$$

За формулою (18.32) знайдемо довжину кожної ділянки:

$$l_1 = l \left(\frac{Q}{Q_1} \right)^2 = 102,62 \left(\frac{94,37}{93,92} \right)^2 = 103,61 \text{ км};$$

$$l_2 = l \left(\frac{Q}{Q_2} \right)^2 = 102,62 \left(\frac{94,37}{93,47} \right)^2 = 104,61 \text{ км};$$

$$l_3 = l \left(\frac{Q}{Q_3} \right)^2 = 102,62 \left(\frac{94,37}{93,02} \right)^2 = 105,62 \text{ км};$$

$$l_4 = l \cdot \alpha \left(\frac{Q}{Q_4} \right)^2 = 102,62 \cdot 1,935 \left(\frac{94,37}{92,57} \right)^2 = 206,37 \text{ км}.$$

Приклад розрахунку першої ділянки

3.2. Приймаємо в першому наближенні значення λ , T_{CP} і Z_{CP} з першого етапу обчислень:

$$\lambda = 0,0106; \quad T_{CP} = 290,5 \text{ К}; \quad Z_{CP} = 0,879.$$

3.3. Визначаємо за формулою (18.35) значення РК в першому наближенні:

$$p_K = \sqrt{7,28^2 - \frac{93,92^2 \cdot 0,563 \cdot 0,0106 \cdot 0,879 \cdot 290,5 \cdot 103,61}{105,087^2 \cdot 1,388^5}} = 5,318 \text{ МПа}.$$

3.4. Визначаємо середній тиск за формулою (18.28):

$$p_{CP} = \frac{2}{3} \left(7,28 + \frac{5,318^2}{7,28 + 5,318} \right) = 6,349 \text{ МПа}.$$

3.5. Визначаємо середні значення наведеного тиску і температури за формулами (18.25), (18.26):

$$p_{PP} = \frac{6,349}{4,637} = 1,369; \quad T_{PP} = \frac{290,5}{193,049} = 1,504.$$

3.6. Питому теплоємність газу визначаємо за формулою (18.36):

$$C_p = 1,695 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot 290,5 + 1,96 \cdot 10^{-6} \frac{6,349 - 0,1}{290,5^3} = 2,728 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}.$$

3.7. Коефіцієнт Джоуля-Томсона визначаємо за формулою (18.37):

$$D_i = \frac{1}{2,728} \left(\frac{0,98 \cdot 10^6}{290,5^2} - 1,5 \right) = 3,707 \text{ К/МПа.}$$

3.8. Розраховуємо коефіцієнт a_t за формулою (18.39):

$$a_t = 0,225 \frac{1 \cdot 1,42}{93,92 \cdot 0,563 \cdot 2,728} = 2,155 \cdot 10^{-3} \text{ км}^{-1}.$$

3.9. За формулою (18.38) обчислюємо значення середньої температури з урахуванням теплообміну з навколишнім середовищем і коефіцієнта Джоуля-Томсона:

$$T_{CP} = 278 + (303 - 278) \frac{1 - e^{-2,155 \cdot 10^{-3} \cdot 103,61}}{2,155 \cdot 10^{-3} \cdot 103,61} - 3,707 \frac{7,28^2 - 5,318^2}{2 \cdot 2,155 \cdot 10^{-3} \cdot 103,61 \cdot 6,349} \times$$

$$\times \left[1 - \frac{1 - e^{-2,155 \cdot 10^{-3} \cdot 103,61}}{2,155 \cdot 10^{-3} \cdot 103,61} \right] = 297,1 \text{ К.}$$

3.10. Обчислюємо уточнені значення приведеної температури T_{IP} і коефіцієнта Z_{CP} :

$$T_{IP} = \frac{T_{CP}}{T_{ПК}} = \frac{297,16}{193,049} = 1,539;$$

$$Z_{CP} = 1 - \frac{0,0241 \cdot 1,369}{1 - 1,68 \cdot 1,539 + 0,78 \cdot 1,539^2 + 0,0107 \cdot 1,539^3} = 0,891.$$

3.11. Розраховуємо коефіцієнт динамічної в'язкості за формулою (18.40) і число Рейнольдса за формулою (18.22):

$$\mu = 5,1 \cdot 10^{-6} [1 + 0,679(1,1 - 0,25 \cdot 0,679)] \cdot [0,037 + 1,539(1 - 0,104 \cdot 1,539)] \times$$

$$\times \left[1 + \frac{1,369^2}{30(1,539 - 1)} \right] = 12,35 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \cdot \text{с};$$

$$Re = 17,75 \frac{0,563 \cdot 93,92}{1,388 \cdot 12,35 \cdot 10^{-6}} = 55,02 \cdot 10^6.$$

3.12. За формулами (18.21) і (18.20) обчислюємо коефіцієнти λ_{TP} і λ :

$$\lambda_{TP} = 0,067 \left(\frac{158}{55,02 \cdot 10^6} + \frac{2 \cdot 3 \cdot 10^{-5}}{1,388} \right)^{0,2} = 0,00909;$$

$$\lambda = 1,05 \frac{0,00909}{0,95^2} = 0,0106.$$

3.13. Кінцевий тиск у другому наближенні визначаємо за формулою (18.35):

$$p'_K = \sqrt{7,28^2 - \frac{93,92^2 \cdot 0,563 \cdot 0,0106 \cdot 0,891 \cdot 297,16 \cdot 103,61}{105,087^2 \cdot 1,388^5}} = 5,232 \text{ МПа.}$$

3.14. Відносна похибка визначення кінцевого тиску становить:

$$\delta = \left| \frac{p_K - p'_K}{p_K} 100 \right| = \frac{5,318 - 5,232}{5,318} 100 = 1,6 \%$$

Отриманий результат відрізняється від попереднього наближення більш ніж на 1%. Тому прирівнюємо $p_K = p'_K$ і робимо третє наближення, починаючи з пункту 3.4. Результати розрахунків наведені в таблиці 18.6.

Таблиця 18.6. – Результати уточненого теплового і гідравлічного розрахунку першої ділянки газопроводу

Розрахунковий параметр	Друге наближення	Третє наближення
Кінцевий тиск p_K , МПа	5,318	5,232
Середній тиск p_{CP} , МПа	6,349	6,312
Приведена температура T_{PP}	1,504	1,539
Приведений тиск p_{PP}	1,369	1,361
Питома теплоємність газу C_p , $\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$	2,728	2,705
Коефіцієнт Джоуля-Томсона D_i , К/МПа	3,707	3,549
Параметр a_t	$2,155 \cdot 10^{-3}$	$2,174 \cdot 10^{-3}$
Середня температура T_{CP} , К	297,1	297,13
Середній коефіцієнт стисливості Z_{CP}	0,891	0,890
Динамічна в'язкість μ , Па · с	$12,35 \cdot 10^{-6}$	$12,34 \cdot 10^{-6}$
Число Рейнольдса Re	$55,02 \cdot 10^6$	$55,06 \cdot 10^6$
Коефіцієнт опору тертя λ_{TP}	0,00909	0,00909
Розрахунковий коефіцієнт гідравлічного опору λ	0,0106	0,0106
Кінцевий тиск p'_K , МПа	5,232	5,235
Відносна похибка по тиску δ , в %	1,6	0,057

3.15. Уточнюємо середній тиск за формулою (18.28):

$$p_{CP} = \frac{2}{3} \left(7,28 + \frac{5,235^2}{7,28 + 5,235} \right) = 6,313 \text{ МПа.}$$

3.16. За формулою (18.41) визначається кінцева температура газу

$$T_K = 278 + (303 - 278) \cdot e^{-2,174 \cdot 10^{-3} \cdot 103,61} - 3,549 \frac{7,28^2 - 5,235^2}{2 \cdot 2,174 \cdot 10^{-3} \cdot 103,61 \cdot 6,313} \times \\ \times (1 - e^{-2,174 \cdot 10^{-3} \cdot 103,61}) = 291,49 \text{ К.}$$

На цьому етапі уточнений тепловий та гідравлічний розрахунок першої ділянки газопроводу можна вважати завершеним.

Далі проводяться аналогічні розрахунки для інших ділянок МГ.

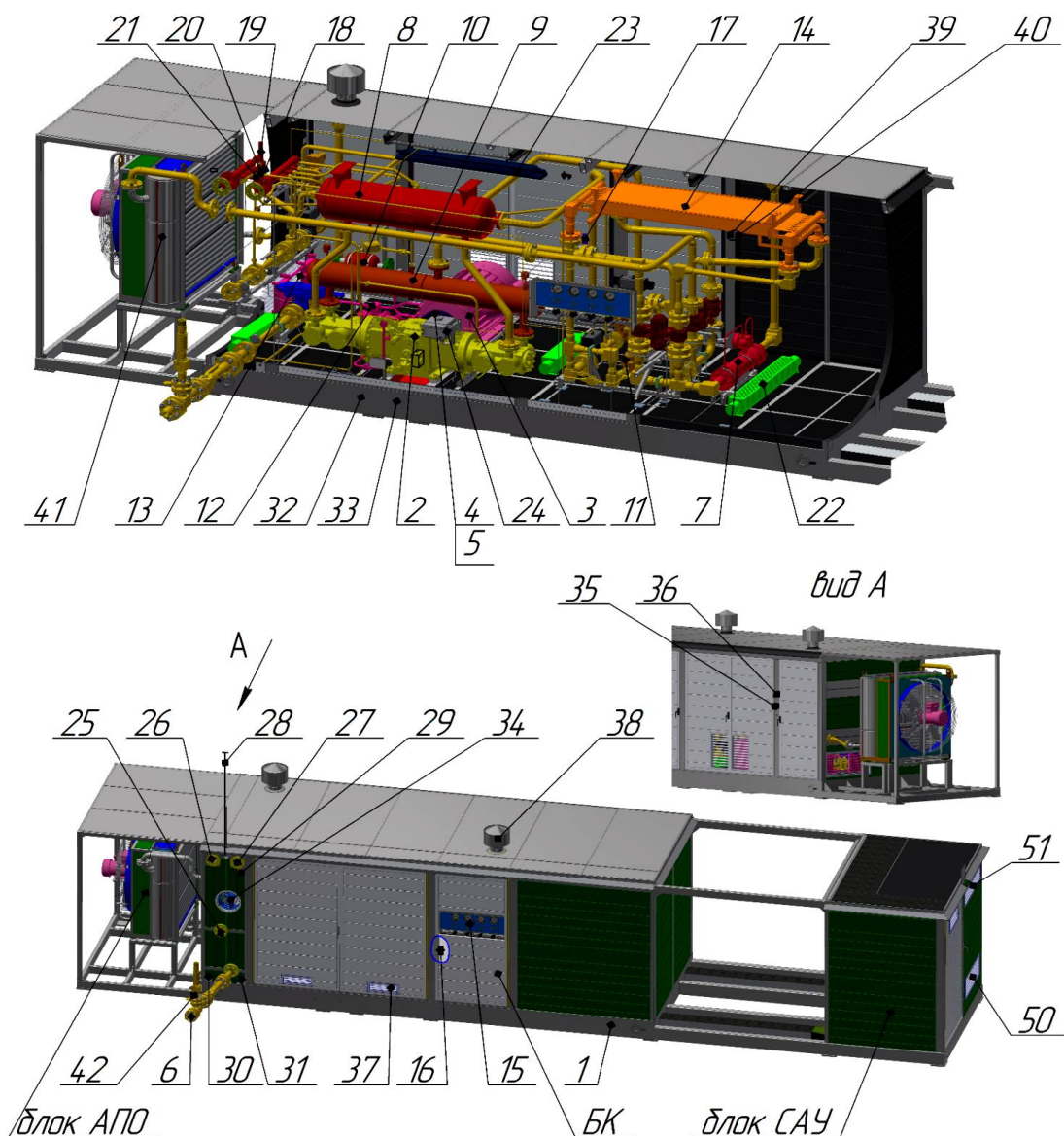
Результати розрахунків заносяться в таблицю.

Контрольні питання

1. Охарактеризуйте технологічний розрахунок газопроводу.
2. Опишіть визначення оптимальних параметрів магістрального газопроводу.
3. В чому полягає вибір типу газоперекачувальних агрегатів, визначення числа компресорних станцій і відстані між ними.
4. В чому полягає визначення відстані між компресорними станціями.
5. В чому полягає уточнений тепловий і гідравлічний розрахунок ділянки газопроводу між двома компресорними станціями.
6. В чому полягає розрахунок режиму роботи компресорної станції.

ДОДАТОК 1

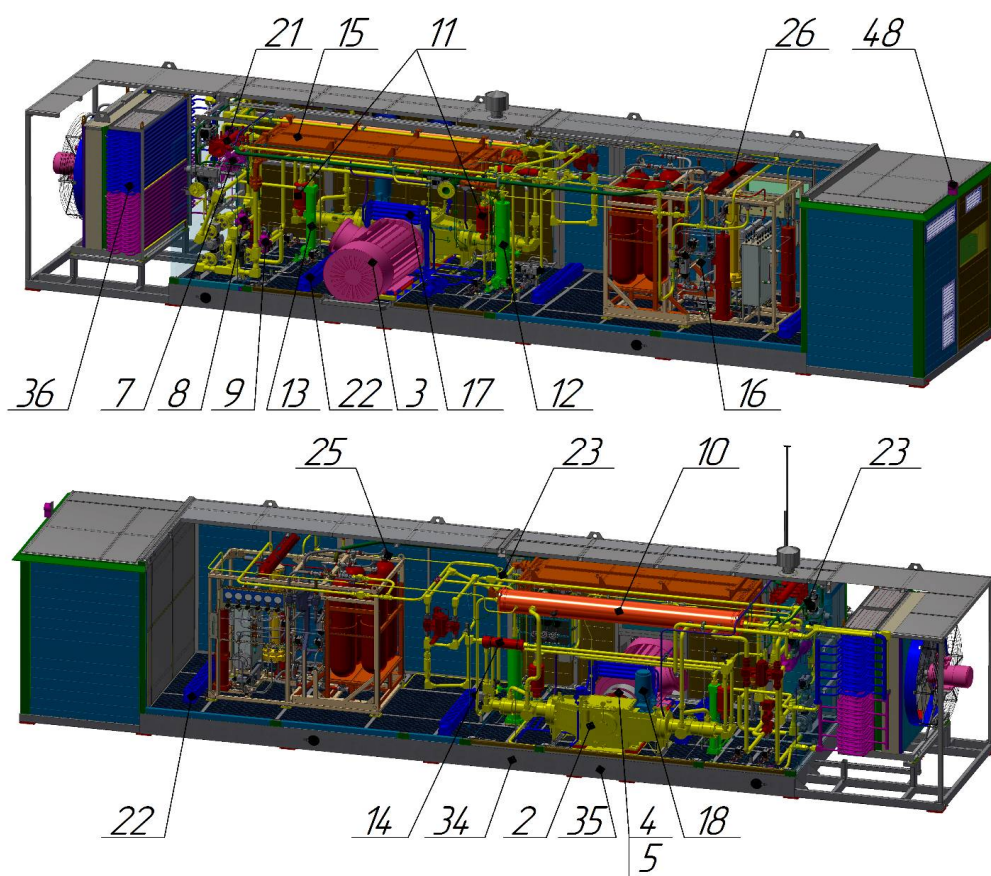
Блок компресорний 1-го ступеню БКУ 1



1 – рама; 2 – компресор; 3 – електродвигун; 4 – муфта пружна втулочно-пальцева; 5 – захисний кожух; 6 – вхідний трубопровід; 7 – вхідний сепаратор; 8 – вхідна демпферна ємність; 9 – демпферна ємність; 10 – вихідний сепаратор; 11 – регулятор тиску; 12 – масляний насос системи змащення механізму руху; 13 – маслоохолоджувач; 14 – теплообмінник-рекуператор; 15 – панель манометра; 16 – місцевий пост керування; 17-21 – запобіжні клапани: 17 – на лінії всмоктування за регулятором тиску, 18 – на прямій лінії всмоктування, 19 – на демпферній ємності, 20 – на лінії нагнітання, 21 – на виході з БКУ; 22 – вибухозахищений електрообігрівач; 23, 45 – прилади освітлення; 24 – ємність для оливи системи змащення; 25 – фланець виходу стисненого газу; 26 – фланець

скидання газу від запобіжних клапанів; 27 – фланець скидання газу продування; 28 – свічка розсіювання аварійних витоків з ущільнень штоків; 29 – штуцер підведення стисненого повітря керування пневмоприводами; 30 – штуцер виходу дренажу; 31 – штуцер підведення азоту продування БКУ; 32 – патрубок зливання оливи із системи змащення механізму руху; 33 – патрубок зливання оливи з піддону; 34 – витяжний вентилятор; 35 – пост керування витяжного вентилятора; 36 – ручний сповіщувач пожежі; 37, 51 – вентиляційні решітки; 38 – дефлектори; 39 – тепловий пожежний сповіщувач; 40 – датчики загазованості; 41 – апарат повітряного охолодження; 42 – патрубок обвідного трубопроводу; 43 – шафа силова; 44 – шафа управління; 46 – електрообігрівач; 47 – тепловий пожежний сповіщувач; 48 – датчик загазованості; 49 – сирена; 50 – осьові вентилятори; 51 – решітка виходу повітря.

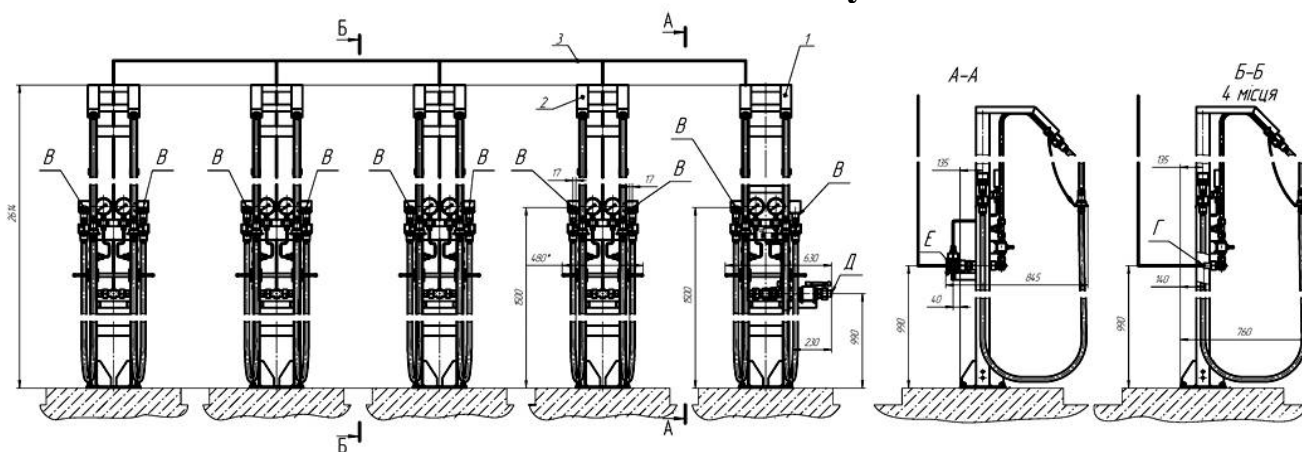
Блок компресорний 2-го ступеню БКУ 2



1 – рама; 2 – компресор; 3 – електродвигун; 4 – муфта пружна втулочно-пальцева; 5 – захисний кожух; 6 – вхідний фільтр; 7 – вхідний сепаратор; 8,9 – регулятори тиску; 8 і 9 – масляний насос з електродвигуном системи змащення механізму руху; 10 – демпферна ємність; 11 – демпферна ємність першого ступеня; 12 – демпферна ємність другого ступеня;

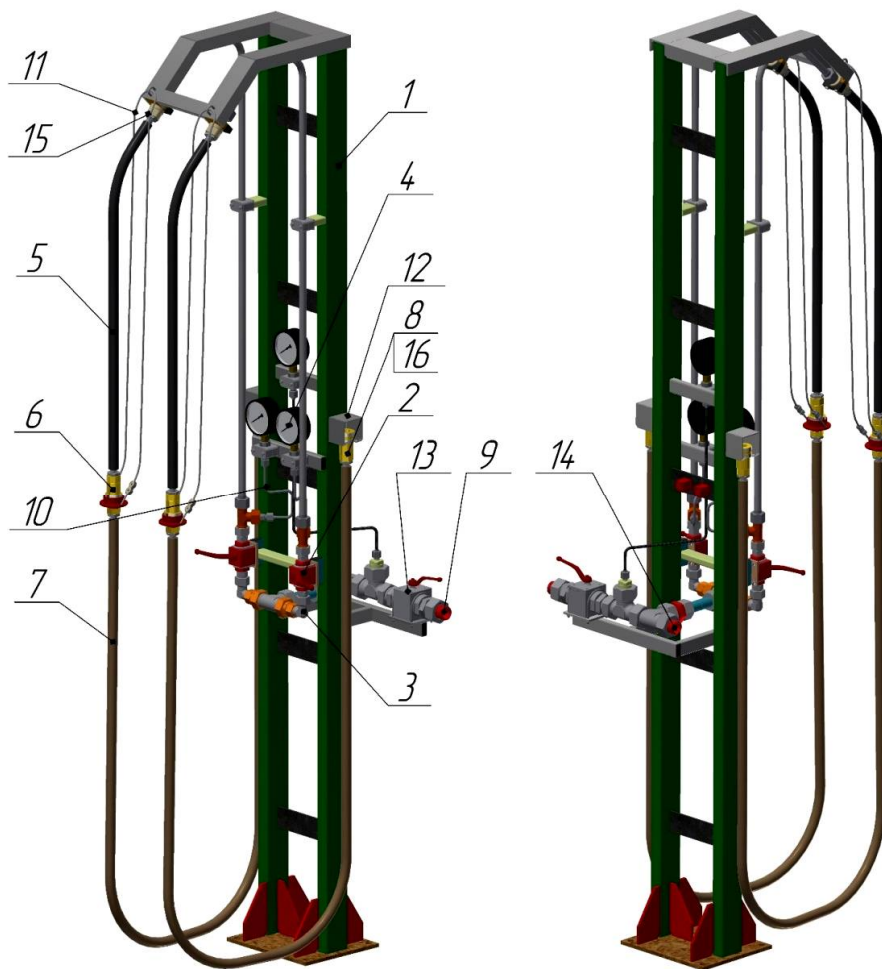
13 – міжступеневий сепаратор-демпфер; 14 – вихідний сепаратор-демпфер; 15 – теплообмінник «газ-газ»; 16 – блок підготовки газу БПГ; 17 – система змащення механізму руху; 18 – система змащення циліндрів і ущільнень штоків; 19 – панель манометрова; 20 – місцевий пост управління; 21 – колектор запобіжних клапанів; 22 – вибухозахищені електронагвавачі; 23 – світильник; 24 – пожежний сповіщувач; 25 – датчик загазованості; 26 – вхідний патрубок газу; 27 – вихідний патрубок стисненого газу; 28 – фланець скидання газу від запобіжних клапанів; 29 – фланець скидання газу продувки; 30 – свічка скидання аварійних витоків з ущільнень штоків; 31 – штуцер підведення стисненого повітря керування пневмоприводами; 32 – скидання аварійних витоків з ущільнень штоків; 28 – штуцер підведення стисненого повітря керування пневмоприводами; 29 – штуцер виходу дренажу; 30 – штуцер підведення азоту продування БКУ; 31 – патрубок зливу масла з маслосистеми; 32 – штуцер вихід дренажу; 33 – штуцер підведення азоту продування; 34 – патрубок зливання оливи з системи циркуляційного змащення; 35 – патрубок зливання оливи з піддону; 36 – апарат повітряного охолодження; 37 – вентилятори провітрювання БК; 38 – пост керування витяжного вентилятора; 39 – ручний сповіщувач пожежі; 40 – решітка вентиляційна; 41 – даховий дефлектор; 42 – шафа силова; 43 – шафа управління; 44 – світильник; 45 – електрообігрівач; 46 – тепловий пожежний сповіщувач; 47 – датчик загазованості; 48 – сирена; 49 – осьові вентилятори; 50 – решітки; 51 – диференційний манометр WKA 700.01; 52 – вентиляльний блок.

Блок завантаження газу БЗГ



1 – стійка завантажувальна; 2 – стійка завантажувальна з вхідним блоком; 3 – з'єднуючий трубопровід; В – вихід газу на автогазовоз;
Г – вхід газу в стійку завантажувальну; Д – вхід газу в БЗГ (через стійку завантажувальну з вхідним блоком);
Е – вихід газу на завантажувальні стійки

Стійка завантажувальна з входним блоком



- 1 – каркас; 2 – кульовий кран DN15; 3 – трубопровід; 4 – манометр;
 5, 7 – рукава високого тиску; 6 – розривний пристрій; 8 – штуцер
 під'єднання до автогазовозу; 9 – входний патрубок; 10 – імпульсні трубки;
 11 – трос; 12 – тримач; 13 – кульовий кран DN32; 14 – вихідний
 патрубок; 15 – швидкісний клапан; 16 – зворотний клапан.

ДОДАТОК 2

Практичний приклад застосування технології «Віртуальний трубопровід» (Кейс)

Для вирішення питань розробки та експлуатації родовищ газу або газового конденсату у важкодоступних районах та коли прогнозні дебіти свердловин не дозволяють досягнути окупності будівництва газопроводів, можливо застосування технології транспортування газу, що виключають трубопровід.

Таке рішення застосовано в Україні, в якості пілотних проектів, при розробці Лютнянського ГР та Святогірського ГКР підприємством ПАТ «Укргазвидобування».

Для реалізацій цих проектів було розроблено технічне завдання на «Комплекс обладнання призначеного для забезпечення розробки в умовах відсутності газопроводу, що застосовується для подавання природного газу в газотранспортну систему шляхом компримування природного газу, його підготування, завантаження в автомобільний транспорт, транспортування і розвантаження газу із подаванням його (газу) в газотранспортну систему». Надалі в тексті будемо застосовувати поняття «Комплекс віртуального газопроводу».

Було проведено тендерні процедури № 18Т-166 та № 18Т-165 від 16.03.2018 р. за результатами яких було вироблено два комплекси віртуального газопроводу з наступними характеристиками.

Комплекс віртуального газопроводу придатний для експлуатації в усіх кліматичних зонах України згідно ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 але в інтервалі температур навколишнього середовища від 233 до 313 К (від мінус 40 до 40 °С).

Робоче середовище – природний газ.

Категорія вибухонебезпечної суміші – ПА

Група вибухонебезпечної суміші – ТІ.

Клас вибухонебезпечних зон приміщень 2 (згідно НПАОП 40.1-1.32-01)

Основні завдання, що реалізуються за допомогою комплексу віртуального газопроводу:

- стиснення попередньо очищеного природного газу з свердловин з початковим надлишковим тиском на вході в установки комплексу від 1,5...1,7 МПа (15...17 бар) до 25,0 МПа;

- підготовка газу (осушування) до завантаження в автогазовози;
- завантаження в автогазовози з тиском на виході при завантаженні 25,0 МПа (250 бар);
- розвантаження з автогазовозів та подача газу в газотранспортну систему з тиском не менше 5,5 МПа (55 бар) або 7,5 МПа (75 бар) до опорожнення балонів до тиску 0,5 МПа (5 бар).

Комплекс віртуального газопроводу складається з окремих комплектів обладнання – блочно-компресорних установок. Дві з них, БКУ-1 та БКУ-2, встановлюються безпосередньо на родовищі, поблизу свердловини. Схема з'єднань наведена на рисунку 1. Вхідні трубопроводи установок підключаються до трубопроводу газу після обладнання попередньої очистки. Вихідний трубопровід БКУ-1 підключається до вхідного трубопроводу БКУ-2 за допомогою зовнішнього міжблочного трубопроводу. До виходу БКУ-2 за допомогою зовнішнього трубопроводу підключається перша стійка блоку завантаження газу БЗГ, який являє собою п'ять стійок із запірною арматурою, встановлених на окремих фундаментах. На першій стійці блоку завантаження встановлено блочно-завантажувальний модуль, який забезпечує подачу газу в шланг завантаження першої стійки і в трубопровід, до якого підключені останні 4 стійки. Кожна стійка обладнана запірними приладами, шлангом для завантаження газу в автогазовози, контрольно вимірювальними приладами та запобіжними пристроями. Відстань між стійками 6 м, що дозволяє одночасну заправку 5 автогазовозів.

Вихід газу на завантаження автогазовозів

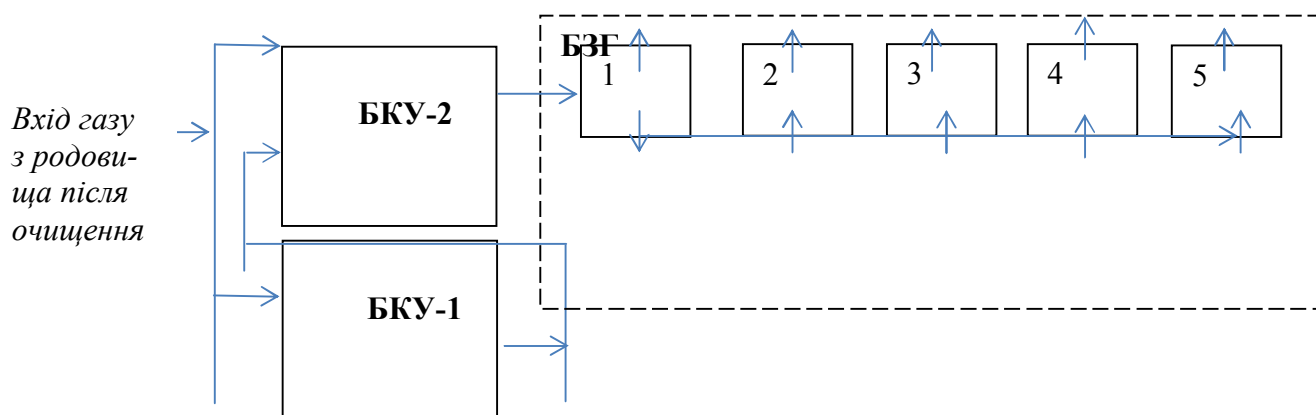


Рис. 1 – Схема завантаження газу в авто газовози

Блок розвантаження газу БРГ з БКУ-3 складається із блоку компресорної установки БКУ-3 та стійок розвантажувальних (5 шт). Встановлюється на окремому майданчику біля газотранспортної системи на відстані, згідно проекту, розробленому спеціалізованою організацією. Вихід установки приєднується зовнішнім трубопроводом до трубопроводу газотранспортної системи. На окремих фундаментах згідно проекту встановлюються стійки блоку розвантаження БРГ. Схема розвантаження газу з автогазовозів наведена на рисунку 2. Газ із автогазовозів надходить до розвантажувальних стійок, які обладнані запірними приладами, двома шлангами кожна для розвантаження газу, контрольно-вимірювальними приладами та запобіжними пристроями. Кожна стійка має на виході триходовий кран, що забезпечує вихід газу на два трубопроводи, підключені до входів компресорної установки БКУ-3. Вихід БКУ-3 за допомогою зовнішнього трубопроводу підключається до трубопроводу газотранспортної системи.

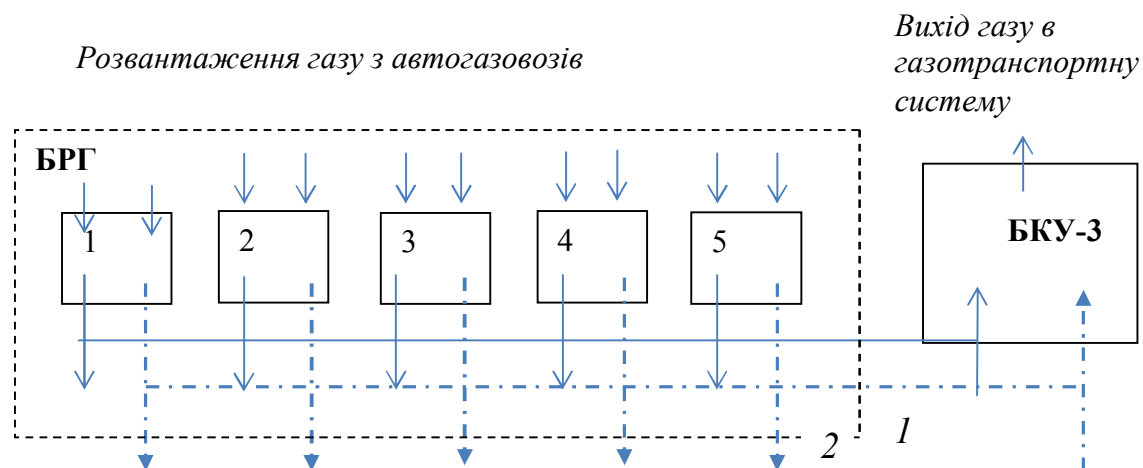


Рис. 2 – Схема розвантаження газу в газотранспортну систему

Частина комплексу, що забезпечує завантаження газу в автогазовози працює наступним чином. Попередньо очищений газ з родовища надходить на входи установок БКУ-1 та БКУ-2. При тиску на вході від 4,4 МПа (44 кгс/см²) до 25 МПа (250 кгс/см²) працює блочно-компресорна установка БКУ-2, яка забезпечує додаткове очищення, осушування газу та подачу його на блок завантаження БЗГ з тиском 25 МПа (250 кгс/см²), звідки він надходить в балони автогазовозів. При зниженні свердловинного тиску до 4,4 МПа (44 кгс/см²) продуктивність установки БКУ-2 падає нижче обумовленої технічними вимогами. У цьому випадку включається установка БКУ-1, яка забезпечує тиск на вході в БКУ-2 не менше

4,4 МПа (44 кгс/см²), підтримуючи постійну продуктивність. Установка БКУ-1 працює в діапазоні свердловинного тиску від 1,5 МПа (15 кгс/см²) до 4,4 МПа (44 кгс/см²).

Після завантаження газу в автогазовози і доставки його до трубопроводу газотранспортної системи, газовози підключаються до блоку розвантаження газу БРГ. Процес розвантаження автогазовозу проходить у 2 стадії. На першій стадії за допомогою триходового крана розвантажувальні стійки підключаються до трубопроводу високого тиску 1, через який газ проходить на фільтр та пристрій зниження тиску компресорного блоку БКУ-3 і далі, оминаючи компресор, надходить на вихід з блоку до газотранспортної системи замовника.

На другій стадії, при зниженні тиску в балонах автогазовозів до 5,5 МПа (55 кгс/см²) або 5,5 МПа (55 кгс/см²), необхідно переключити кран на трубопровід 2, який підключено до входу компресора установки. У цьому випадку за допомогою компресора балони автогазовозів розвантажуються до остаточного тиску 0,5 МПа (5 кгс/см²), забезпечуючи на виході з БКУ-3 необхідний тиск.

Блок БРГ дозволяє одночасне розвантаження до 5 автогазовозів при одночасному підключенні автогазовозів до стійок БРГ. Швидкість розвантаження залежить від кількості підключених для розвантаження машин, та розбіжності в часі їх підключення. У випадку неодночасного підключення початковий тиск газу останнього з автогазовозів, що дорівнює 25,0 МПа (250 кгс/см²), приведе до спрацювання зворотних клапанів, встановлених перед гнучкими шлангами і вихід газу з газовозів, тиск в яких вже зменшився, буде перерваний до вирівнювання тиску в балонах усіх машин.

Комплекс обладнаний системою автоматичного керування, яка призначена для керування, контролю параметрів, регулюванню продуктивності, захисного відключення, оперативної та аварійної системи сигналізації з запам'ятовуванням параметрів на момент відключення.

З метою заміщення самого газопроводу ПАТ «Укргазвидобування» було також проведено тендерну закупівлю № 18Т-714 від 23.10.2018 р., що до закупівлі газовозів з наступними технічними вимогами:

- Корисне завантаження не менше 5 300 м³ при робочому тиску не менше 20 Мпа;

- Робочий тиск посудин для перевезення при 15°C, не менше 20,0 МПа;

- Тиск посудин випробувальний, не менше 30,0 МПа;
- Кількість посудин – 9 одиниць; (бажано)
- Матеріал посудин: метал хромо-молібденової групи.
- Розташування: 3-х рівнях 4 x 3 x 2 (піраміда); (бажано)
- Кріплення посудин: лонжеронне, з гумовими протекторами; контакт між ємностями не допускається.

Фарбування посудин:

Основа – епоксидний матеріал, товщиною не менше 100 мікрон;

Зовнішнє – поліуретанова фарба RAL 9010, товщиною не менше 50 мікрон;

Випробування посудин згідно ADR2017 у відповідності з директивою транспортного устаткування під тиском (2010/35/EU) і п-маркуванням (якщо посудини іноземного виготовлення) або ДОПНВ (код ОНН 23/1971) у відповідності з НПАОП «Правила будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском», (якщо посудини вітчизняного виробника).

Тип завантажувального клапана: D488 Ceodeux (або аналог)

Загальні технічні характеристики з напівпричепом:

Розрахункова робоча температура (max & min) повинна відповідати державному стандарту.

Кожна посудина обладнана запірним вентилям.

З'єднання (трубопроводи) між посудинами виконані з нержавіючої сталі, клапани – з латуні або міді.

З'єднання виконані у вигляді єдиної лінії, що обладнана запірними вентилями та манометрами тиску в кількості 2 шт. – перший манометр «перед запірним вентилям», другий «після запірного вентиля».

Противибухове виконання згідно EN 1626.

Вузол завантаження і розвантаження (з'єднання завантаження, розвантаження): два штуцери завантаження-розвантаження газу із зовнішньою різьбою G³/₄ (BSPP), – повинен забезпечувати завантаження-розвантаження напівпричепа з продуктивністю не менше 2500 нм³/год.

Для забезпечення розвантаження заправного рукава після виконання завантаження-розвантаження газу, газові лінії напівпричепа для

перевезення метану мають бути обладнані голчастими вентилями скидання газу в атмосферу через свічку.

Маса напівпричепа з вантажем, не більше 29 500 кг

Габаритні розміри напівпричепа:

- Ширина, мм – не більше 2 550.

- Довжина мм – не більше 12500, загальна довжина автопоїзда не більше 16000 мм (Тягач Mercedes Benz Actros 3341 A6*6 wb 3600).

- Висота, мм – не більше 4 000.

Вага CNG (компримованого газу): не менше 4000 кг.

Маса на сидло тягача, кг – не більше 18 000.

Електрообладнання:

Клас TC FL-OX-AT(ізолювана електроустановка по ADR);

Кабель заземлення не менше – 15 м.

Гальмівна система: дискова ECE 13, KNORR BREMSE, з EBS 2S-2M (тип A по ADR с системою антиперекидання), або WABCO (Німеччина).

Підвіска: пневматична, 3 осі BPW тип Airlight Пабо або SAF .

Шини: 6 коліс (+ 1 запасне) 385/65 R 22.5 з легкосплавними дисками.

Опорний пристрій: відповідно до 94/20/EC, BPW (Німеччина), або JOST (Німеччина) шкворень 2□, висота сидла не більше 1435 мм без завантаження, та 1405 під навантаженням;

Фарбування напівпричепа (з попередньою піскоструминною обробкою):

- товщина ґрунтового покриття – 2 шари по 80 мк;

- зовнішнє RAL 9005

Бокові габаритні ліхтарі

Противідкатні опори, не менше 4 шт.

Алюмінієвий боковий відбійник.

ADR панель 30 X 40 см з номерами 23 / 1971.

1 (9) kg вогнегасник (по ADR).

Система заземлення на кожній ємності.

Задня робоча шафа з алюмінію з протиковзаючою підлогою з нержавіючої сталі (AISI 304) або алюмінію.

Система випробовується на міцність та герметичність згідно T-PED, або НПАОП «Правила будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском».

Відповідність нормативній документації:

- Закону України «Про дорожній рух»;
- «Правилам Дорожнього руху України» п.22.5;
- правилам ЄЕК ООН та ДОПНВ;
- наказу МВС України від 26.07.2004 № 822 «Про затвердження Правил дорожнього перевезення небезпечних вантажів».
- НПАОП 0.00-1.81-18 Правила охорони праці під час експлуатації обладнання, що працює під тиском.
- наявність Дозволу Держпраці України на застосування обладнання підвищеної небезпеки (у разі постачання імпортного товару).
- Документація для реєстрації в РСЦ МВС України повинна відповідати Постанові КМ України № 1388 від 07.09.1998 р. (з усіма змінами та доповненнями) «Про затвердження Порядку державної реєстрації (перереєстрації), зняття з обліку автомобілів, автобусів, а також самохідних машин, сконструйованих на шасі автомобілів, мотоциклів усіх типів, марок і моделей, причепів, напівпричепів, мотоколясок, інших прирівняних до них транспортних засобів та мопедів»
- Технічному регламенту рухомого обладнання що працює під тиском, затвердженого Постановою КМУ №536 від 04.07.2018 року.

РЕКОМЕНДОВАНА ЛІТЕРАТУРА

1. Коршак А. А. Основы нефтегазового дела. Учебник для вузов. / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – [3-е изд., испр. и доп.]. – Уфа: ООО «Дизайн Полиграф Сервис», 2005. – 528 с..
2. Пилипів Л. Д. Основи нафтогазової справи: навч. Посібник. / Л. Д. Пилипів. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. – 312 с.
3. Білецький В. С. Основи нафтогазової справи / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. І. Дмитренко, А. М. Похилко. – Полтава: ПолтНТУ, Київ: ФОП Халіков Р.Х., 2017. – 312 с.
4. Основи хімії і фізики горючих копалин / Саранчук В.І., Ільяшов М.О., Ошовський В.В., Білецький В.С. – Донецьк: Східний видавнич. дім, 2008. – 640 с.
5. Біогазові когенераційні електростанції / TNG-ENERGY. Альтернативні джерела енергії [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.tng-energy.com.ua>.
6. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / В. С. Бойко. – К.: Реал-Принт, 2004. – 695 с.
7. Волович О. О. Регіональний філіал Національного інституту стратегічних досліджень у м. Одесі [Електронний ресурс] / О. О. Волович // Стан і перспективи освоєння видобутку газогідратів в українському секторі Чорного моря". Аналітична записка. – Режим доступу: <http://www.niss.gov.ua>.
8. Педченко М. М. Гідратоутворення вуглеводневих газів: [монографія] / М. М. Педченко; [за ред. В. С. Білецького]. – Полтава : ПолтНТУ, 2014. – 182 с.
9. Газогідрати. Гідратоутворення та основи розробки газових гідратів: [монографія / В. І. Бондаренко та ін.]. – Дніпропетровськ: Літограф, 2015. – 219 с.
10. Довідник з нафтогазової справи / [ред. В. С. Бойко, Р. М. Кондрат, Р. С. Яремійчук]. – Львів, 1996. – 620 с.
11. Експлуатаційникові газонафтового комплексу: довідник / [В. В. Розгонюк, Л. А. Хачикян, М. А. Григіль, О. С. Удалов, В. П. Нікішин]. – К.: Росток, 1998. – 430 с.

12. Коцкулич Я. С. Буріння нафтових і газових свердловин / Я. С. Коцкулич, Я. М. Кочкодан. – Коломия, 1999. – 504 с.

13. Крушневич Т. К. Биогаз – получение и использование [Електронний ресурс] / Т. К. Крушневич. – Режим доступу: <http://sergeyk.kiev.ua>.

14. Курганський В. М. Електричні та електромагнітні методи дослідження свердловин: [навч. посіб. для студ. вищ. навч. закл.] / В. М. Курганський, І. В. Тішаєв. – К.: Вид.-полігр. центр «Київський університет», 2011. – 175 с.

15. Мала гірнича енциклопедія: в 3 т. / [укл. В.С. Білецький]. – Донецьк: Донбас, Східний видавничий дім, 2004-2013 рр.

16. Михайлюк О. Екологічні аспекти видобутку газогідратів метану [Електронний ресурс] / О. Михайлюк. – Режим доступу: <http://nomos.com.ua>.

17. Мончак Л. С. Основи геології нафти і газу / Л. С. Мончак, В. Г. Омельченко. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 276 с.

18. Попадюк Р. М. Збір і підготовка нафтопромислової продукції: [навч. посіб. для студ. вищ. навч. закл.] / Р. М. Попадюк, Я. В. Солончак. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 194 с.

19. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений / [ред. Ш. К. Гиматулинов]. – М.: Недра, 1988. – 302 с.

20. Бойко В. С., Бойко Р. В. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу. Київ: Міжнародна економічна фундація. Тт. 1-2, 2004-2006 рр. 560 – 800 с.

21. Рябцев Г. Л. Нетрадиционные углеводороды: [монография] / Г. Л. Рябцев, С. В. Сапегин, М. И. Кривогуз. – К.: НТЦ «Психея», 2014. – 352 с.

22. Проектування бурового і нафтогазопромислового обладнання / [Білецький В. С., Вітрик В. Г., Матвієнко А. М., Орловський В. М., Савик В. М., Рой М. М. та ін.]. – Полтава: ПолтНТУ, 2015. – 192 с.

23. Бойко В. С. Технологія розробки нафтових родовищ / В. С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. – 509 с.

24. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / [Кочмар Ю. Д., Світлицький В. М., Синюк Б. Б., Яремійчук Р. С.]. – Львів: Центр Європи, 2004. – Книга 1. – 352 с.
25. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / [Кочмар Ю. Д., Світлицький В. М., Синюк Б. Б., Яремійчук Р. С.]. – Львів: Центр Європи, 2004. – Книга 2. – 352 с.
26. Яремійчук Р. С. Освоєння свердловин: Довідникове видання / Р. С. Яремійчук, Я. С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2007. – 368 с.
27. Технологія і техніка буріння: узагальнювальна довідкова книга / [Войтенко В. С., Вітрик В. Г., Яремійчук Р. С., Яремійчук Я. С.]. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.
28. Мислюк М. А. Буріння свердловин: довідник у 5 т. / М. А. Мислюк, І. Й. Рибчич, Р. С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002 – 2004.
29. William C. Lyons Air and Gas Drilling Manual Applications for oil and gas recovery wells and geothermal fluids recovery wells / William C. Lyons, Boyun Guo, Reuben L. Graham, Greg D. Hewlay. – Gulf Professional Publishing is in imprint of Elsevier 30 Corporate Drive, Suite 400, Burlington, MA 01803, USA Lincre House.
30. Martin Raymond. Oil and Gas Production in Nontechnical Language / Martin Raymond, William L. Leffler. – PennWell Books, 2006. – 254 p. – Electronic resource: <https://books.google.com.ua/books/>
31. Крез В. Г. Основы нефтегазового дела. Учебное пособие [Електронний ресурс] / В. Г. Крез, А. В. Шадріна. – Томск: Томський політехнічний інститут, 2011. – 200 с.
32. Колтюбінг у нафтогазовидбуванні: Київ, Сімферополь, Львів. Видавництво "Центр Європи", 2014, 336 с.
33. Матеріали міжнародної науково-практичної конференції «Снаббінг: нові технології ефективного ремонту свердловин», Полтава, ПолтНТУ, ДТЕК, НКЦ Ньюфолк. – 3 березня 2017 р.
34. М.Я. Бучинський В.М. Світлицький. Системи верхнього приводу для буріння та підземного ремонту свердловин. Київ: «Інтерпрес ЛТД». 2004. – 78 с.
35. Возможности и пути энергетического развития Украины,

В. О. Соловьев, А.Н. Самойлов, Е.П. Варавина, НТУ «ХПИ», 2013. – 132 с.

36. Краткий словарь по геологии нефти и газа, нефтегазовому делу, В.О Соловьев, И.М. Фык, С.В. Кривуля, Е.П. Варавина, В.Н. Козий, НТУ «ХПИ», 2013 – 176 с.

37. Нетрадиционные источники углеводородов: проблемы их освоения, В.О Соловьев, И.М. Фык, Е.П. Варавина, НТУ «ХПИ», 2013 – 92 стр.

38. Основы ремонту нефтегазового обладання, В.П. Червінський, НТУ «ХПИ» 2010 – 292 с.

39. Подземная гидросфера – ее строение, процессы и охрана / В. О. Соловьев, М.И. Фык. Х., 2015.-215с.

40. Экологическая безопасность в нефтегазовой отрасли / Т. О. Кузнецова, Е.П. Варавина.-Х., 2015.- 96 с.

41. Gas processing technology / M. Bratakh, V. Toporov, O. Varavina. – Kh., 2015. – 148 p

42. Crude oil processing / M.Bratakh, V.Toporov, O.Varavina. – Kh., 2015.- 120 p.

43. Петрофизика нефтегазовых коллекторов и флюидопоры: учебное пособие / под ред. И. М. Фык. – Х.: ТО Эксклюзив, 2015. – 186 с.

44. Основы разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / под. ред. И. М. Фык. – Х.: ТО Эксклюзив, 2015. – 252 с.

45. Суярко В.Г., Сердюкова О.О., Сухов В. В. Загальна та нафтогазова геологія: навч. посібник з грифом МОН. – Харків: ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2013. – 212 с.

46. Безрук К. О., Лисиченко Г. В., Суярко В. Г. Геохімія ртуті у підземних водах геологічних структур Донецької складчастої споруди. – Київ: Видавництво ІГНС НАН та МНС України. 2013. – 132 с.

47. Суярко В. Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів. Підручник для ВНЗ. – Харків: Фоліо, 2015. – 413 с.

48. Clegg, Joe Dunn, ed. (2007). Petroleum-Engineering-Handbook-

Volume-IV-Production-Operations-Engineering. Dallas, Texas: Society of Petroleum Engineers. p. 900. ISBN 978-1-55563-118-5.

49. Дейк Л. П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений / Перевод с английского. – М.: ООО «Премимум Инжиниринг», 2009. – 570 с.

50. Білецький В. С. Основи нафтогазової інженерії: підручник для студентів вищих навчальних закладів. / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г. – Львів: «Новий Світ- 2000», 2019. – 416 с.

51. Білецький В.С., Гайко Г. І., Орловський В. М. Історія та перспективи нафтогазовидобування: Навчальний посібник. – Київ: ФОП Халіков Р.Х., 2019. – 302 с.

52. Інтернет-ресурси:

Best Selling Petroleum engineering Books: [https://www.alibris.com/-search/ books/subject/Petroleum-engineering](https://www.alibris.com/-search/books/subject/Petroleum-engineering)

Amazon Best Sellers Best Sellers in Petroleum Engineering: <https://www.amazon.com/Best-Sellers-Books-Petroleum Engineering/zgbs/books/ 13774>

НАВЧАЛЬНЕ ВИДАННЯ

Білецький Володимир Стефанович
Фик Михайло Ілліч

ОСНОВИ ТРАНСПОРТУ ПРИРОДНИХ ВУГЛЕВОДНІВ

За загальною редакцією д.т.н., професора І. М. Фика

Комп'ютерна верстка
Дизайн обкладинки

О.О.Федоряченко
М.І.Фик

Підписано до друку 12.06.2019 р. Формат 60х84 1/16.
Гарнітура Times New Roman. Папір офсетний.
Ум.-друк. арк. 16,0. Обл.-вид. арк. 11,4.
Тираж 100 прим.

Видавець:

ФОП Халіков Руслан Халікович,
Св. № ДК, № 5346 від 17.05.2017
e-mail: halikoffr@gmail.com

Б61 Білецький В. С., Фик М. І. Основи транспорту природних вуглеводнів (посібник) / За ред. І. М. Фика. Харків: НТУ ХПІ, 2019. 274 с.

Посібник містить огляд основних видів транспорту вуглеводнів в Україні і світі. Описані технологічні та економічні аспекти трубопровідного, автомобільного, залізничного, морського та річкового транспорту нафти, газу та конденсату. Подані методологічні основи розрахунку трубопровідного транспорту вуглеводнів, зокрема, розрахунку магістральних та між-промислових газопроводів. Описано принципи та обладнання *LNG* і *CNG* технологій «віртуального трубопроводу».

Посібник призначений для студентів спеціальності «Нафтогазова інженерія та технології».

Б61 Biletskyi V., Fyk M. (2019). Fundamental of natural hydrocarbons transport. Study Handbook. NTU "KhPI», Kharkiv, Ukraine, 274 P.

This tutorial provides an overview of the main types of transport of hydrocarbons in Ukraine and in the world. Technological and economic aspects of pipeline, automobile, rail, sea and river transport of oil, natural gas and condensate are described. The methodological bases of calculation of pipeline transport of hydrocarbons, in particular, calculation of trunk and inter-industrial gas pipelines are given. Explains the principles and equipment of LNG and CNG technologies of the "virtual pipeline".

The manual is intended for students of the specialty "Oil and Gas Engineering and Technology", etc.